Canada - Nova Scotia Offshore Petroleum Board

Annual Report, 2002-2003

Credits

Photography,
Still life and portrait: Morrow Scot-Brown
Cover - Clockwise from the top left : Photographs courtesy of -
Deep Water Millennium - ChevronTexaco
Santa Fe Galaxy II - ExxonMobil Canada
West Navion - Marathon Canada
Rowan Gorilla V - Rowan Companies
Eirik Raude (centre) - Halifax Shipyard
Page 19 - Drill bit - Baker Hughes Canada

Graphic design: Gulf Stream Graphics

Printing : Print Atlantic

TABLE OF CONTENTS

1. Report of the Chairman and the Chief Executive Officer 5

2. Development Projects 7
- 2.1 SOEP
- 2.2 Deep Panuke

3. Rights and Resources 12
- 3.1 Resources
- 3.2 Rights Management
- 3.3 Data Archive, Core Storage & Laboratory

4. Health, Safety and Operations 19
- 4.1 Offshore Activities
- 4.2 Guidelines
- 4.3 Memorandum of Understanding
- 4.4 Health and Safety

5. Environment 23
- 5.1 Fisheries and Environmental Advisory Committee
- 5.2 Cape Breton Public Review
- 5.3 Environmental Assessments
- 5.4 Strategic Environmental Assessments
- 5.5 Environmental Studies Research Fund
- 5.6 Guidelines
- 5.7 Regional Initiatives
- 5.8 Spills and Releases
- 5.9 Environmental Audits

6. Industrial Benefits 27
- 6.1 Benefits Plans
- 6.2 Benefits Reports
- 6.3 Expenditures & Employment

7. Administration 31
- Organization Chart
- Board Biographies

8. Financial Statements 35

CANADA - NOVA SCOTIA OFFSHORE PETROLEUM BOARD

18th Floor, TD Centre, 1791 Barrington Street, Halifax, Nova Scotia B3J 3K9
Telephone (902) 422-5588 Fax (902) 422-1799 URL www.cnsopb.ns.ca

June 16, 2003

The Honourable Ernie Fage
Minister of Energy
Government of Nova Scotia
Suite 400, Bank of Montreal Building
5151 George Street
Halifax, Nova Scotia
B3J 1M5

The Honourable Herb Dhaliwal
Minister of Natural Resources
Government of Canada
580 Booth Street, 21st Floor
Ottawa, Ontario
K1A 0E4

Dear Ministers:

In accordance with the provisions of the legislation implementing the Canada - Nova Scotia Offshore Petroleum Accord, I am pleased to submit the annual report, including the financial statements of the Canada - Nova Scotia Offshore Petroleum Board, for the fiscal year ending March 31, 2003.

Respectfully submitted,

Glenn Yuzgblut
Chairman

103-06147/

REPORT OF THE CHAIRMAN AND THE CHIEF EXECUTIVE OFFICER

It is our pleasure to report on the activities of the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board during the 2002-2003 fiscal year.

The potential of deep-water areas continued to attract significant interest during the past year. In December of 2001 the Board authorized the drilling of the first modern deep-water well in the Nova Scotia Offshore Area. Deep-water is considered to be a well drilled in a water depth more than 400 metres. Drilling on Exploration Licence 2377 by Marathon Oil confirmed the existence of a "gas system" in the deep-water area. Chevron-Texaco announced the results were encouraging for its deep-water well on Exploration Licence 2359. These early results should lead to further drilling in deep-water. In October 2002 the Board published the results of its deep-water resource assessment which confirmed the potential for significant natural gas and oil resources in the deep-water region. The report entitled "Hydrocarbon Potential of the Deep-Water Scotian Slope" is available on the Board's website at www.cnsopb.ns.ca.

During the reporting period the Board issued authorizations and approvals that allowed ExxonMobil to proceed with development activities for Tier II of the Sable Offshore Energy Project in accordance with the Development Plan approved by the Board in 1997. This will see the Alma field come into production later this year followed by the South Venture and Glenelg fields in subsequent years. Total production of natural gas from this project has now surpassed 15,000 million cubic metres and total project spending is now more than $3 billion.

During the past year considerable effort was devoted to the environmental assessment and regulatory review processes for the Deep Panuke Offshore Gas Development proposed by EnCana Corporation. A Comprehensive Study Review under the *Canadian Environmental Assessment Act* was completed and the federal Minister of Environment announced in December 2002 that the Deep Panuke project could proceed with appropriate mitigation measures in place. A coordinated regulatory public review process developed by the Board and the National Energy Board was commenced with a CNSOPB Commissioner and a single NEB member appointed to hold hearings using Joint Directions on Procedures. However, on February 14, 2003, EnCana requested that these

proceedings be adjourned. EnCana is now conducting a detailed review of the Deep Panuke Development Plan and will report to the Board in December of 2003.

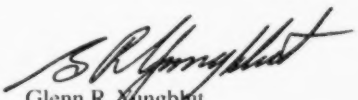
There were 14 disabling injuries offshore Nova Scotia in 2002. Although this number is relatively low compared to other industry sectors, the Board is determining whether there are any common issues that need to be addressed. There were no serious environmental incidents during the reporting period. Board staff continued to assist the governments with the preparation of significant safety related amendments to the Accord Acts. In September 2002, the Board hosted the International Regulators' Forum in Halifax with offshore safety regulators from the United Kingdom, Norway, Australia, the United States and other countries in attendance. The Forum provided an opportunity for Board staff to discuss issues and exchange information with other regulators having experience in all facets of offshore safety regulation.

In addition, Board staff travelled to Norway to meet officials of the Petroleum Directorate and Norwegian government to discuss the evolution of the offshore petroleum industry in that country.

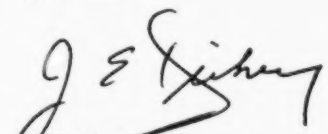
The review of proposed seismic activities offshore Cape Breton continued during the reporting period. Following a public review, and based on the Commissioner's recommendation in the "Report on the Effects of Potential Oil and Gas Exploration Offshore Cape Breton" completed in the previous year, the Board established an Ad Hoc Working Group of stakeholders to provide advice to the Board on this issue. The Ad Hoc Working Group held several meetings in Cape Breton and a Science Review was conducted. The Ad Hoc Working Group reported to the Board in February 2003. After considering the report, the Board identified a series of conditions that it would apply to any seismic programs proposed for Exploration Licences 2364, 2365 and 2368.

During the past year, changes occurred in the Board membership. In July 2002 the federal government appointed Brian Giroux to the Board. Mr. Giroux is a former member of the Board's Fisheries and Environmental Advisory Committee and brings many years of experience in fishery issues to the Board. In March 2003, Dr. Edgar Gold completed his six year term as a Board member. We thank Dr. Gold for his contributions to the Board and wish him the best in his future endeavors. At the time of writing, there is one vacancy in the Board membership. On the staff side, the Board added three new contract positions to address the increasing regulatory demands. The Board's current organizational structure is shown on page 32.

We are pleased to report that once again, the Board was able to operate within its approved budget and Business Plan. In addition, the Board was able to recover and remit to the federal and provincial governments, pursuant to its Cost Recovery Guidelines, 50% of its approved budget. The following pages provide more detailed information concerning the Board's operations during the 2002-2003 fiscal year. As required by the Accord Acts, this Annual Report includes the Board's Financial Statements and Auditor's Report for the year ending March 31, 2003.



Glenn R. Youngblut
Chairman



J. E. (Jim) Dickey
Chief Executive Officer

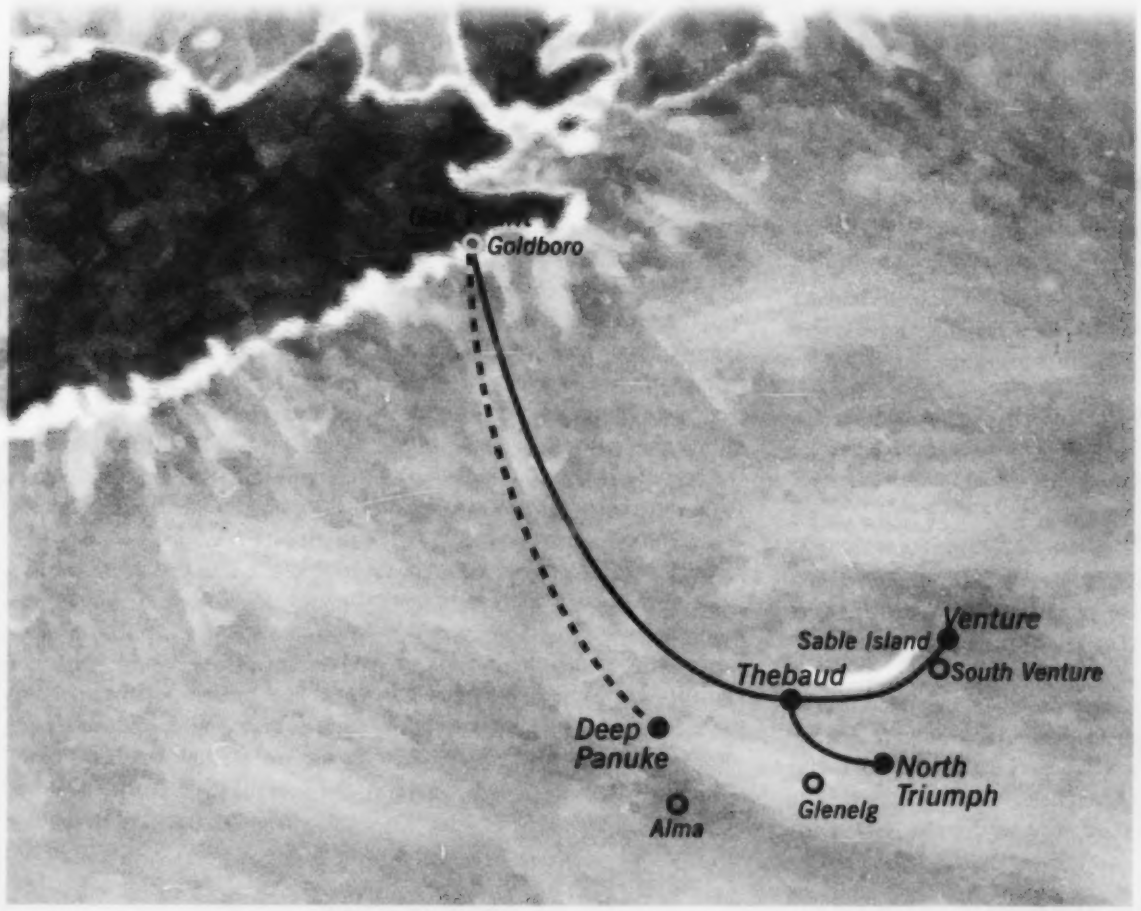
Development Projects

The Canada - Nova Scotia Offshore Petroleum Board (the Board) has been regulating two development projects over the last year:

- *Sable Offshore Energy Project (SOEP) has been producing since December 31, 1999 and is operated by ExxonMobil Canada.*

- *a Development Application for the Deep Panuke Offshore Gas Development was filed by EnCana Corporation in March of 2002 and was under review with public hearings planned for April 2003. In February 2003, EnCana requested a pause in the regulatory review process. The Board terminated the Public Review of the project and requested that EnCana provide an update on its plans for the project by December 10th, 2003.*

A summary of each of these projects follows.



Development Projects

The Canada - Nova Scotia Offshore Petroleum Board (the Board) has been regulating two development projects over the last year:

- *Sable Offshore Energy Project (SOEP) has been producing since December 31,1999 and is operated by ExxonMcbil Canada.*

- *a Development Application for the Deep Panuke Offshore Gas Development was filed by EnCana Corporation in March of 2002 and was under review with public hearings planned for April 2003. In February 2003, EnCana requested a pause in the regulatory review process. The Board terminated the Public Review of the project and requested that EnCana provide an update on its plans for the project by December 10th, 2003.*

A summary of each of these projects follows.

2.1 SOEP

The average daily production rates and yearly production totals from the three Tier I project fields, Venture, Thebaud and North Triumph are summarized in the table below:

Figure 1
SOEP Annual Production Performance

	2001/02	2002/03
Project Rate,		
million cubic meters / day	15.2	14.4
(million cubic feet / day)	(535)	(510)
Yearly Production,		
billion cubic meters	5.5	5.3
(billion cubic feet)	(195)	(186)

Total production to date for the project is 15.6 billion cubic meters (550 billion cubic feet), which is about 25% of the expected production outlined in the Development Plan for the three fields. Field production splits to date have been 40%, 35% and 25% for Thebaud, Venture and North Triumph respectively.

The project has been producing gas at a rate close to the accelerated rate case presented in the Development Plan. At this rate the production life is forecast to be about 15 years as opposed to the lower rate base case with a life of about 26 years.

The sixth Venture field production well, V6, was drilled from May to September in 2002. There are now 13 production wells for the three Tier I fields.

Development of the three Tier II fields began in 2002 with platform construction and pipe-laying for the Alma field, which is expected to start producing later in 2003. Early development/delineation wells were drilled in the South Venture and Glenelg fields, with possible field developments proceeding in 2004 and 2005 respectively.

As contemplated in the project Development Plan a compression project for the fields is underway and engineering design is ongoing to add compressors at the Thebaud central processing platform offshore. This will increase the amount of gas that can be accessed from the reservoirs by lowering the system drainage pressure.

Resource Management

All fluids produced from the production wells were metered and monitored to a required accuracy and allocated to individual reservoir pools. Aspects of the measurement system are audited from time to time and the most recent audit was initiated in the summer of 2002. Though final results are pending, early findings were, in general, satisfactory.

Ongoing development plans and well workovers are reviewed, approved and monitored to ensure prudent management of the resource. Through review of technical proposals, discussions with the operator and validation through our own technical work where necessary, proposals are assessed for optimal recovery of hydrocarbon gas while balancing safety and environmental concerns. The expected effects of proposals are considered and may be modeled. In addition, the possibility of using alternative approaches is evaluated.

Reserve/Resource Estimate

Original gas in place volume for the six fields was documented as 129 billion cubic meters (bcm) or 4.6 trillion cubic feet (Tcf) as part of the Development Plan, with a P90 to P10* range of 57 to 217 bcm (2 to 7.5 Tcf). Expected total project recoveries of gas volume was presented as 84 bcm (3 Tcf), with a P90 to P10* range of 32 to 145 bcm (1 to 5 Tcf).

(The lower end P90 value is estimated to have a 90% chance of being exceeded, and the P10 value, a 10% chance.)*

In January 2003, Shell Canada Ltd., one of the project partners, announced following recent technical analysis that it had reduced its estimate of expected project recoverable gas to 63 billion cubic meters (2.2 Tcf), down from 72 bcm (2.6 Tcf) last year and 100 bcm (3.5 Tcf) at the beginning of the project. Each of the partners will have its own estimate of project volume and estimates are expected to go up and down over the life of a project as more information becomes available.

Environmental

Environmental monitoring of SOEP takes place on an ongoing basis and in a number of ways. Drilling applications are reviewed to ensure compliance with the Offshore Waste Treatment Guidelines. Daily operating reports are monitored to ensure adherence to environmental regulations and guidelines. The Board also reviews and monitors monthly produced water reports from SOEP to ensure compliance with the waste treatment guidelines. Spills are reported by the operator, monitored by the Board and investigated as necessary.

As a condition of operation, SOEP is required to submit to the Board annual reports on its Environmental Effects Monitoring (EEM) Program within 90 days of the end of the calendar year. The first such report was received in 2001 for the 2000 production year. In this reporting period, SOEP submitted the 2001 EEM Program Annual Report.

EEM is used to test the predictions made in the Environmental Impact Statement submitted as part of the Development Plan Application (DPA) and to assist in environmental management decisions. The SOEP EEM program is aimed at determining whether the effects of discharging the allowable levels of drill wastes and produced water into the marine environment is within the projections made in DPA documentation. Such reporting provides the Board with the necessary information to order changes should any adverse variance be noted in the EEM.

In accordance with the Accord Acts, all EEM data is confidential for five years unless the operator agrees to make it public.

Operations

Three development wells were drilled during the past year (Venture 6, South Venture P-60 and Glenelg H-59). The Venture 6 well was brought on stream bringing the total to 13 producing wells. The Venture field has six producing wells, the Thebaud field has five, and the North Triumph field has two.

An application for authorization to install a 323.9 mm interconnecting natural gas pipeline and piggybacked 88.9 mm glycol pipeline from the Tier II Alma field to the existing Thebaud processing platform was submitted to and approved by the Board. An associated diving program authorization application was also submitted to and approved by the Board. The installation of these piggybacked pipelines represented the initial work of the Tier II facilities installation, and is consistent with the approved Development Plan for the project. The pipelines are currently in a suspended state awaiting hydrotest and tie-in to platform facilities. The Alma field is scheduled to begin production in 2003. Applications to install the jacket and topsides, to perform hydrotesting of the interconnection pipelines, and to tie-in to the Thebaud processing platform will be required to be submitted and approved during 2003.

Benefits

In the first quarter of 2002, Nova Scotia content for the Sable Offshore Energy Project passed the $1 Billion mark.

At the end of 2002, cumulative expenditures for the Sable Offshore Energy Project neared $3.2 billion. Tier II engineering design continued in Nova Scotia, as did procurement for the Alma field. Procurement also commenced for South Venture, the second of the Tier II fields, which has company sanction to proceed. Preliminary and front-end engineering for the compression project were also largely completed in 2002.

In December of 2002, the South Venture topsides fabrication contract was awarded to a Nova Scotian shipyard and construction is underway in Halifax.

The 2002 calendar year closed out SOEP's first 5-year Research & Development cycle, which committed $5 million over five years. The Board is currently reviewing the final report to ensure compliance with Condition 4 of the Sable Offshore Energy Project Benefits Plan Decision Report. The Board and ExxonMobil Canada are in the process of establishing the commitments for the next 5-year cycle, as per Condition 4.

Throughout the year the Board continued to monitor the Sable Offshore Energy Project Benefits Plan commitments. Those commitments include:

- the investment of approximately $10 million towards the training of Nova Scotians and other Canadians for work in the Oil & Gas sector;
- specific initiatives extending employment and training opportunities to disadvantaged individuals and groups;
- the transfer of technology to Nova Scotians and other Canadians, and succession planning which will see Nova Scotians and other Canadians replacing specialized foreign workers;

Cumulative Research & Development expenditures now total more than $20 million, with more than $881,000 contributed during the 2002 calendar year. Education & Training expenditures for the same time period totalled more than $4 million, with the cumulative amount exceeding $25 million. During 2002, ExxonMobil employed 73 co-op students and to date the project has created placements for 299 students.

The ExxonMobil corporate philosophy references the creation of a diverse workforce and throughout 2002 SOEP continued to encourage "voluntary self-identification" of traditionally underrepresented groups. At peak during 2002, ExxonMobil and its contractors employed 282 people who identified themselves as such.

Technology Transfer investments related to the SOEP exceeded $4.1 million in 2002. A large portion of that amount was due to engineering experience being gained by Nova Scotians through Kvaerner SNC-Lavalin Offshore, the project's engineering/design, procurement and construction management services contractor.

Figures 1 and 2 provide a breakdown of the cumulative expenditures and employment numbers for SOEP to the end of 2002. Figures 3 and 4 provide the breakdown on expenditures and employment for SOEP for the 2002 calendar year.

Figure 1

SOEP Expenditures ($ millions) cumulative to December 31, 2002		
Nova Scotia	$1,142.1	35.9%
Other Canadian	$546.3	17.1%
Foreign	$1,497.1	47.0%
Total	$3,185.5	100%

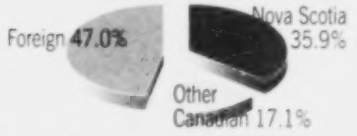


Figure 2

SOEP Person Hours (in millions) cumulative to December 31, 2002		
Nova Scotia	10.73	56.6%
Other Canadian	2.19	11.5%
Foreign	6.04	31.9%
Total	18.96	100%

Figure 3

SOEP Expenditures ($ millions) for 2002		
Nova Scotia	176.7	40.2%
Other Canadian	100.6	22.8%
Foreign	162.6	37.0%
Total	439.9	100.0%

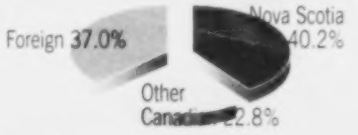
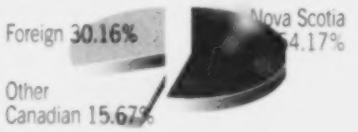


Figure 4

SOEP Person Hours (in millions) for 2002		
Nova Scotia	0.98	54.17%
Other Canadian	0.29	15.67%
Foreign	0.55	30.16%
Total	1.82	100.00%



2.2 Deep Panuke

EnCana submitted a Development Plan Application to develop the Deep Panuke field in March 2002. The field was discovered in 1998 by the PP3C well and was subsequently appraised with 4 new wells and two sidetrack wells. The application describes the carbonate field as containing 33 billion cubic meters (bcm) or 1.2 trillion cubic feet (Tcf), of which 26 bcm (930 billion cubic feet) would be produced over 11 years, with an initial maximum rate of 11.3 million cubic meters per day (or 400 million cubic feet per day). The gas contains about 2000 parts per million H_2S which means that it is classified as sour. The project called for offshore processing and transportation of sweet gas to shore via a dedicated pipeline. Six development wells were planned.

In February 2003, the proponent requested a "time out" in the regulatory proceedings to review the project. The Board instructed the proponent to return with its revised plan by December 10th, 2003. Although the public review of the project was terminated and the commissioner's appointment revoked, the Board dedicated much time in this fiscal year to the review of the Deep Panuke project.

Environmental Assessment

A Project Description for the Deep Panuke Offshore Gas Development was submitted in July 2001 initiating the Federal Co-ordination Process under the Canadian Environmental Assessment Act (CEAA). It was determined the project required a Comprehensive Study (CSR), an intensive form of environmental assessment applied to large-scale, complex and environmentally sensitive projects. Much time was spent in the past year reviewing the environmental assessment for the project through the CEAA process.

The Board coordinated the review process in accordance with the CEAA, and signed a Memorandum of Understanding (MOU) with other Responsible Authorities (the National Energy Board, the Department of Fisheries and Oceans, Environment Canada, and Industry Canada), and with the Province of Nova Scotia and the Canadian Environmental Assessment Agency. The MOU stated that the Board could not announce public hearings on the regulatory review of the project until the CSR was submitted to the federal Minister of Environment. The Scoping Document for the CSR was revised in February of 2002 to reflect changes made by EnCana to the project description.

There was extensive public consultation throughout the process. The draft Scoping Document and MOU were released for written public comment, as well as the draft CSR and final CSR. All documents and public comments were available at nine satellite sites in the province and available electronically on the Board's website.

The draft CSR was received from the proponent in March 2002 and was released for written public comment. It was also reviewed by the Responsible Authorities (RA's), expert federal authorities, the Province of Nova Scotia and the Canadian Environment Assessment Agency. Written comments were received from six community groups and nine government departments and agencies. These written comments, which constituted more than a thousand questions, were forwarded to the proponent in May.

Due to the volume of comments and questions about the draft CSR, it was agreed the proponent would submit an addendum to the report which addressed the issues raised during the comment period. The proponent was also directed to re-submit the CSR.

The CSR for the Deep Panuke Project was completed in November 2002. In December of 2002, the federal Minister of the Environment determined the project had no significant adverse effects and therefore referred the project back to the Board, as a responsible authority under CEAA.

Regulatory Review

Other aspects of the Board's regulatory review of the Deep Panuke project began with the filing of the Development Application. A communications protocol was developed with the proponent to ensure open and transparent communications between the regulator and the proponent. Through the spring and summer of 2002, the Board submitted Project Clarification Requests to EnCana to ensure a detailed review of the application and supporting documentation.

In an effort to streamline the regulatory public review of the Deep Panuke project, the Board signed an MOU with the National Energy Board in December of 2002 to facilitate a coordinated public review of the project. The coordinated public review saw the appointment of a CNSOPB commissioner and one NEB member to conduct the public review of the project applications through a single series of public hearings. It was the first time such a coordinated process was to take place and the two regulatory authorities expected it would make the regulatory review easier for public participation.

The Commissioner and NEB member were to sit together to hear both applications at the same time. The Boards adopted Joint Directions on Procedure and the CNSOPB issued Terms of Reference for its Commissioner to set the rules for the coordinated public review. A Secretariat was established with an office in Halifax and it held two initial public consultation sessions in January of 2003. One session was held in Halifax and the other in the town of Guysborough. The oral hearings were to begin in Halifax on Monday, April 28th, 2003. The coordinated public review was terminated and the Secretariat office closed in March of 2003 after the proponent requested an adjournment in the Deep Panuke regulatory review.

Benefits

EnCana submitted its Development Application in March of 2002, with an addendum submitted in late November. The Deep Panuke Benefits Plan was Volume 3 of the original submission. While submission of the Development Plan Application is the first step in the regulatory process, the Benefits Plan must be approved prior to the Board approving the Development Plan Application. At the time of EnCana's request to adjourn the regulatory process, its Benefits Plan was still under review.

Meanwhile, in its year-end Benefits Report, EnCana reported that expenditures on Deep Panuke for 2002 totaled $44 million of which $29.6 million or 67.3% was Nova Scotia content. Another $5.8 million was Other Canadian content for a total of 70.7% Canadian content.

RIGHTS AND RESOURCES

The Board's mandate includes rights issuance, management of offshore oil and gas resources and data collection and distribution. The rights issuance or licensing policy is based on the Canadian Petroleum Resources Act. Administration of the licensing process supports, and is consistent with, the goals and objectives set out in the Board's Strategic Plan and is reviewed annually by the federal and provincial governments.

3.1 Resources

Exploration Activity

The following exploration wells were completed during the reporting period:

- Onondago B-84
  spud Nov. 17, 2001 - ended May 02.
- Annapolis B-24
  spud Dec. 26, 2001 - ended April 02.
- Annapolis G-24
  spud April 17, 2002 - ended Aug. 02.
- Newburn H-23
  spud May 22, 2002 - ended Aug. 02.
- Marquis L-35
  spud July 6, 2002.
- Marquis L-35A
  spud Aug. 27, 2002 - ended Sept. 02.
- Torbrook C-15
  spud Nov. 16, 2002 - ended Jan. 03.

The Board undertook numerous technical evaluations of all geological, geophysical, petrophysical and reservoir engineering aspects of these wells and ensured consistency of the drilling plans with regulations. This was achieved through meetings and presentations with the operators, reviews of submitted documentation and where appropriate, validation with our own technical studies.

The Newburn, Annapolis and Torbrook wells were all in deep water and the Marquis well and sidetrack were carbonate wells on the shelf. Technical data collected from these wells remains confidential at this time.

Data from the following wells became available for disclosure during the reporting period:

- Panuke M-79
- Panuke M-79A
- Panuke F-09
- Emma N-03
- Adamant N-97

Figure 6 on the following page lists all geophysical programs conducted during the fiscal year. While geophysical covers a variety of programs, each has a definition and purpose. Wellsite seabed surveys are conducted before drilling wells to help determine the subsurface conditions from the seafloor to a depth of several hundred metres and identify any potential hazards. Similar seabed surveys are carried out for pipeline route and production site planning.

Geotechnical work includes field or laboratory work undertaken to determine the physical properties of materials recovered from the seabed or subsurface. Geophysical work means work involving the indirect measurement, mostly using sound, of the physical properties of rocks in order to determine

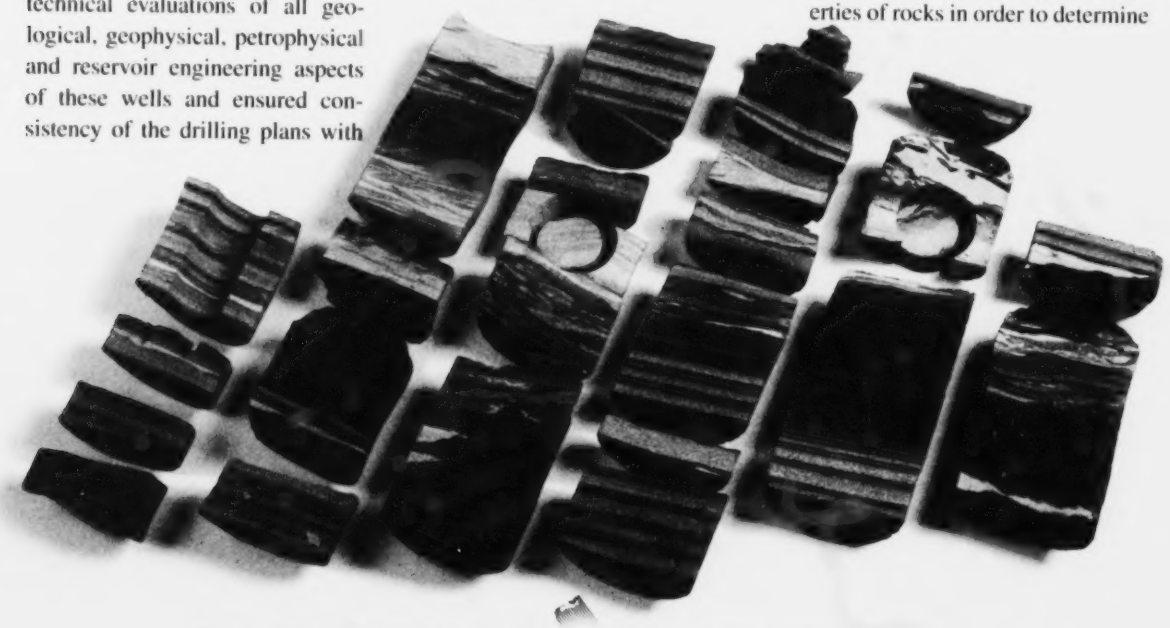


Figure 6: Geophysical Programs for the reporting period 2002-2003

Program #	Operator	Type of Operation	Start Date	Remarks
NS26-C146-02E	Canadian Superior Energy Inc.	Geotechnical	21-Apr-02	Completed: 22-Apr-02
NS26-E40-01E	ExxonMobil Canada Properties	Site Survey	21-Oct-02	Completed: 03-Nov-02
NS26-E40-02E	ExxonMobil Canada Properties	Geotechnical	09-Apr-02	Completed: 21-Apr-02
NS24-E43-01E	EnCana Corporation	3D	09-Jun-02	Completed: 07-Jul-02
NS26-E43-01E	EnCana Corporation	Geotechnical & Geophysical	13-May-02	Completed: 18-May-02
NS26-E43-02E	EnCana Corporation	Site Survey	30-Sep-02	Completed: 12-Oct-02
NS26-E44-01E	El Paso Canada Pipeline	Geotechnical	03-Jul-02 07-Oct-02	Completed: 08-Aug-02 Completed: 27-Oct-02
NS24-G05-07P	Geophysical Services Inc.	2D	22-Jul-02 -Nov-02	Suspended: 07-Aug-02
NS41-J34-01P	Jacques Whitford Environment Ltd.	Environmental	14-Aug-02	Completed: 25-Sep-02
NS24-T63-02P	TGS NOPEC Geophysical	2D	21-May-02 Re-started: 21-Nov-02	Suspended: 27-Oct-02 Suspended: 04-Dec-02
NS26-P92-01E	EnCana Corporation	Geotechnical	22-Apr-02	Completed: 01-May-02

the depth, thickness, structural configuration or history of deposition. Geophysical surveys range from those examining shallow depths to those examining thousands of meters of sediment and may include magnetic, gravimetric or electrical methods. The 2-D or 2-dimensional surveys collect data along a series of single lines whereas 3-D, or 3-dimensional, surveys collect data along a series of overlapping lines, or a grid.

Environmental studies include the evaluation of the physical, chemical and biological elements of the lands, oceans or coastal zones including winds, waves, tides, currents, precipitation, icebergs, iceberg movement, pollution, effects, flora, fauna, human activity and habitation. As a general rule, these are submitted in conjunction with end of well data, however, there are similar reports submitted on an annual basis i.e. in conjunction with the Petroleum Production and Conservation Regulations.

Resource Assessment

The "Hydrocarbon Potential of the Deep-Water Scotian Slope" report was completed in the summer of 2002. The results were reviewed internally and with the National Energy Board, Natural Resources Canada and the Nova Scotia Department of Energy then subsequently released on the Board's website (www.cnsopb.ns.ca) as a 111-page document.

The assessment consisted of two major topics; a geological basin evaluation followed by a numerical assessment. The basin evaluation was based on the interpretation of 30,000 km of recent seismic. Twelve trap types or plays were identified that included the various configurations of reservoirs and related salt features. Reservoir distribution was extrapolated from previous well-data on the Scotian Shelf and global basin analogues from the circum-Atlantic. Source rock potential was modeled at several sites along the slope.

Separate assessment runs were carried out in-house for the 12 trap types analyzed using probability methodologies. The output included values for gas, gas liquids, oil and associated gas. The petroleum systems on the slope have not yet been proven and therefore the assessment results are expressed in two categories; one including an assumed geological risk and one assuming no risk.

Figure 7 : Scotian Slope Resource Assessment

Assessment Category	Gas (Trillion cubic feet)	Oil (Billion Barrels)
	Min - Mean - Max	Min - Mean - Max
Unrisked Recoverable	31 - 41 - 53	3 - 5 - 6
Risked Recoverable	5 - 15 - 28	0 - 2 - 3

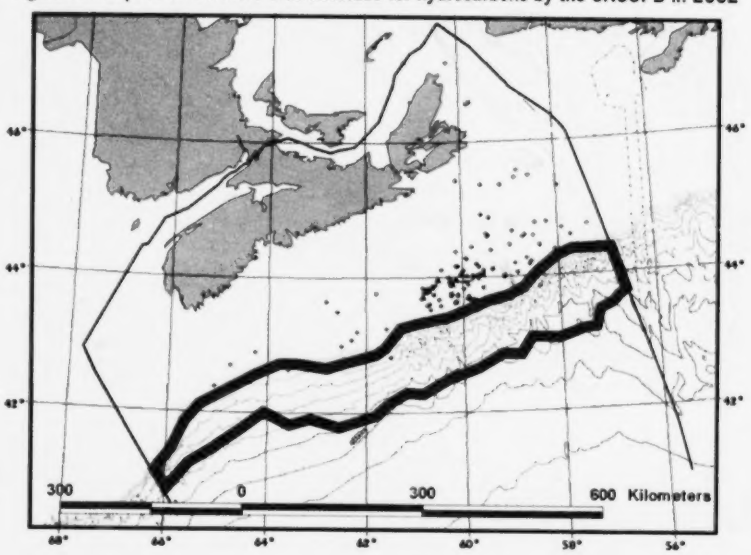
In simplest terms the results forecast a potential for 15 - 41 trillion cubic feet (Tcf) of gas and 2 - 5 billion barrels (BB) of oil. In metric the values are 430 - 1164 billion cubic metres of gas and 264 - 744 million cubic metres of oil. This assessment basically doubles the total resource base estimated for the offshore Scotian Basin within the Nova Scotia Offshore Area and will assist the Board in its ongoing stewardship.

Project Monitoring

The Board monitors development activity to ensure maximum conservation of the resource and compliance with the regulations. Currently, for the Sable Offshore Energy Project, this includes monitoring reservoir production and performance, regular communication with the operator and reviewing all activity authorization applications from a resource conservation perspective. Technical studies were undertaken, where appropriate, to develop independent validation of proposals and activities.

The resource conservation and economic components of the Deep Panuke Development Plan Application were reviewed and clarified with the project proponent. Independent evaluations of the project were conducted internally to investigate and validate the plan. The work had not been completed at the time the regulatory review was adjourned at the request of the proponent and will be maintained and revisited throughout the adjournment period.

Figure 8: Deep Water offshore area assessed for hydrocarbons by the CNSOPB in 2002



Guidelines

Joint Guidelines Respecting Data Acquisition:

Over the past year the CNSOPB and the C-NOPB have worked together to update the Joint Guidelines Respecting Data Acquisition and Reporting for Well, Pool and Field Evaluations in the Newfoundland and Nova Scotia Offshore Areas, which were released in June 1999. The revised draft was released for public review and comment in the summer of 2002 and this resulted in considerable industry feedback. The comments were reviewed by the Boards and significant revisions were made to the draft guidelines. It is currently anticipated that the final draft of these guidelines will be brought before each Board for final approval and release in May of 2003.

3.2 Rights Management

Public Registry of Instruments & Interests

As required in the Accord Acts, the Board maintains a public registry of all registered offshore interests and instruments. The registry continued to operate satisfactorily during 2002-2003, with increased activity relating to interest transfers. Some information from the registry is placed on the Board's website for easier access.

Interests - Exploration Licences

At the end of this fiscal year, there were 57 active Exploration Licences with a total work commitment of more than $1.5 billion.

The term of an Exploration Licence (EL) is nine years, consisting of two consecutive periods referred to as Period 1 and Period 2. Period 1 is a period of five years commencing on the effective date of the licence. This

period will be extended by one year if a well is commenced or a Drilling Deposit is posted before the end of the fifth year. If a validation well is drilled, Period 2 immediately follows Period 1 and consists of the balance of the nine year term of the Exploration Licence.

Period 1 for Exploration Licence 2357 expired June 30, 2002. This EL was validated for Period 2 with the drilling of the Grand-Pre G-08 well. Exploration Licence 2358 expired at the end of Period 1 on December 31, 2002 and was not validated for Period 2. Exploration Licence 2363 was surrendered on January 13, 2003.

Forfeiture in the amount of $23,650 was paid on EL2358 and $235,745 for EL2363. This amount was deposited in the Receiver General for Canada's account.

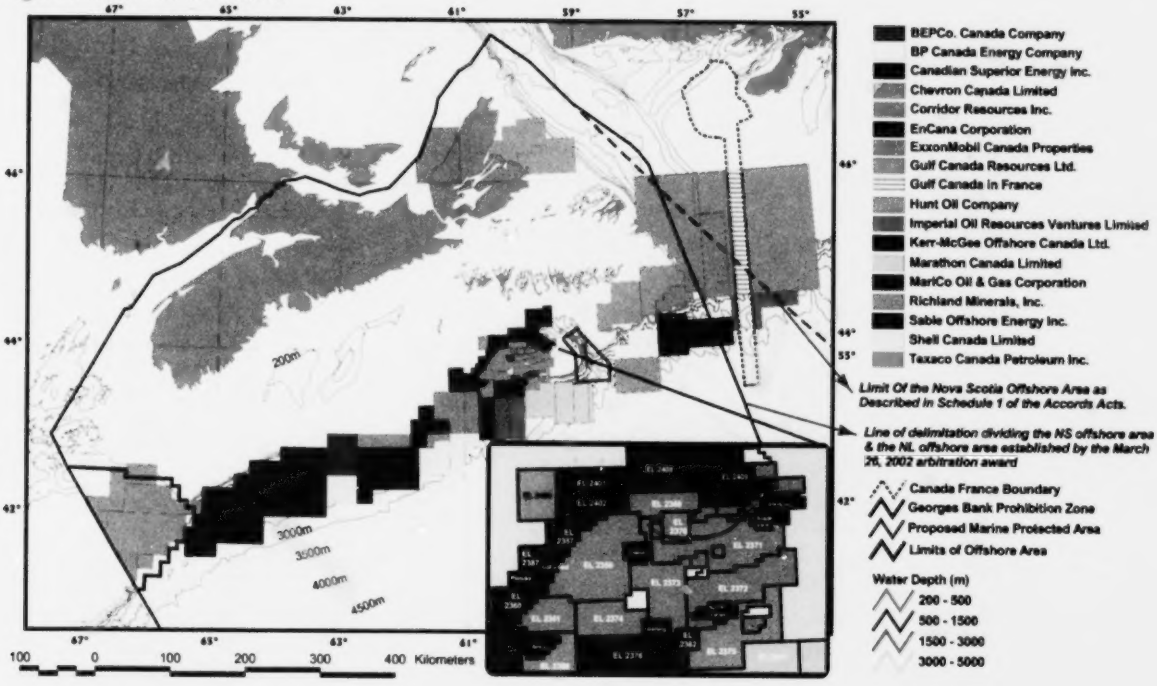
There has been increased activity reviewing and approving allowable expenditure applications for various Exploration Licences. In accordance with the terms and conditions of the Exploration Licence, rentals are to be paid annually, in advance, at the rate of $2.50 a hectare for each year of Period 2. The rentals may be refunded upon application to the extent of approved allowable expenditures incurred during Period 2. Failure to pay rentals will result in cancellation of the Exploration Licence.

In the past fiscal year, the total rentals paid and deposited in the account of the Receiver General for Canada were $218,005.00.

Active Exploration Licences at the end of the fiscal year are shown in the following table. These active Exploration Licences encompass a total area of 7,497,874 hectares.

EL #	Effective Date	Representative	Work Expenditure
2356	1-Jan-96	ExxonMobil Canada Properties	$86,388,660
2357	1-Jul-97	EnCana Corporation	$2,313,288
2359	1-Jul-98	Chevron Canada Limited	$66,667,000
2360	1-Jul-98	EnCana Corporation	$8,291,888
2361	1-Jul-98	ExxonMobil Canada Properties	$9,563,150
2362	1-Jul-98	MariCo Oil & Gas Corporation	$1,720,000
2364	1-Jul-98	Hunt Oil Company	$2,165,000
2365	1-Jul-98	Hunt Oil Company	$2,165,000
2366	1-Jan-99	ExxonMobil Canada Properties	$3,256,000
2367	1-Jan-99	EnCana Corporation	$1,320,756
2368	1-Jul-99	Corridor Resources Inc.	$1,052,520
2369	1-Jul-99	ExxonMobil Canada Properties	$70,056,110
2370	1-Jul-99	ExxonMobil Canada Properties	$10,013,375
2371	1-Jul-99	ExxonMobil Canada Properties	$47,030,057
2372	1-Jul-99	ExxonMobil Canada Properties	$55,015,185
2373	1-Jul-99	ExxonMobil Canada Properties	$7,837,266
2374	1-Jul-99	ExxonMobil Canada Properties	$2,005,322
2375	1-Jul-99	Richland Minerals, Inc	$1,210,951
2376	1-Jul-99	EnCana Corporation	$71,623,566
2377	1-Jul-99	Marathon Canada Limited	$93,256,756
2378	1-Jul-99	Imperial Oil Resources Ventures Limited	$71,134,816
2379	1-Jul-99	Imperial Oil Resources Ventures Limited	$28,865,184
2380	1-Jul-99	EnCana Corporation	$1,239,895
2381	1-Jul-99	Shell Canada Limited	$23,303,666
2382	1-Jul-99	Shell Canada Limited	$68,555,664
2383	1-Jul-99	Kerr-McGee Offshore Canada Ltd.	$5,100,000
2384	1-Jul-99	EnCana Corporation	$8,157,735
2385	1-Jul-99	Shell Canada Limited	$2,119,679
2386	1-Jul-99	Kerr-McGee Offshore Canada Ltd.	$24,888,888
2387	1-Jan-00	EnCana Corporation	$4,856,746
2388	1-Jan-00	Richland Minerals, Inc	$2,225,600
2389	1-Jan-00	EnCana Corporation	$15,389,712
2390	1-Jan-00	EnCana Corporation	$8,347,986
2391	1-Jan-00	Richland Minerals, Inc	$1,620,600
2392	1-Jan-00	Richland Minerals, Inc	$1,620,600
2393	1-Jan-00	Kerr-McGee Offshore Canada Ltd.	$1,500,000
2394	1-Jan-00	EnCana Corporation	$1,331,919
2395	1-Jan-00	EnCana Corporation	$13,279,856
2396	1-Jan-00	Kerr-McGee Offshore Canada Ltd.	$6,100,000
2397	1-Jan-00	EnCana Corporation	$4,911,865
2398	1-Jan-01	Kerr-McGee Offshore Canada Ltd.	$27,203,000
2399	1-Jan-01	Kerr-McGee Offshore Canada Ltd.	$20,639,000
2400	1-Jan-01	Richland Minerals, Inc	$2,110,000
2401	1-Jan-01	Canadian Superior Energy Inc.	$5,125,800
2402	1-Jan-01	Canadian Superior Energy Inc.	$22,575,000
2403	1-Jan-01	BP Canada Energy Company	$97,776,000
2404	1-Jan-01	Kerr-McGee Offshore Canada Ltd.	$13,120,000
2405	1-Jan-01	Richland Minerals, Inc	$3,210,000
2406	1-Jan-02	Canadian Superior Energy Inc.	$41,250,000
2407	1-Jan-02	BEPCo. Canada Company	$6,742,000
2408	1-Jan-02	EnCana Corporation	$10,515,951
2409	1-Jan-02	Canadian Superior Energy Inc.	$15,510,000
2410	1-Jan-02	Marathon Canada Limited	$176,694,282
2411	1-Jan-02	Marathon Canada Limited	$193,621,590
2412	1-Jan-02	Richland Minerals, Inc.	$4,283,650
2413	1-Jan-02	Richland Minerals, Inc.	$2,713,650
2414	1-Jan-02	EnCana Corporation	$75,856,789
TOTAL			**$1,556,448,973**

Figure 9: Active Offshore Interests



Interests-Significant Discovery Licences

A Significant Discovery Licence is an intermediate interest designed to maintain explorers' rights during the period between the first discovery and eventual production. The term of a Significant Discovery Licence is indefinite. There are presently 33 Significant Discovery Licences offshore Nova Scotia for a total area of 87,109 hectares.

Interests-Production Licences

Production rights are conferred by the issuance of a Production Licence, which may be issued in respect of any portion of the offshore area subject to a commercial discovery. A commercial discovery is one that has demonstrated it contains reserves that will justify the investment of capital and effort to bring the discovery to production. No Production Licence may be held by any person other than a corporation incorporated in Canada. A Production Licence has a term of 25 years but may be extended if commercial production is continuing or is likely to recommence. Presently there are six Production Licences offshore Nova Scotia with a total area of 24, 545 hectares.

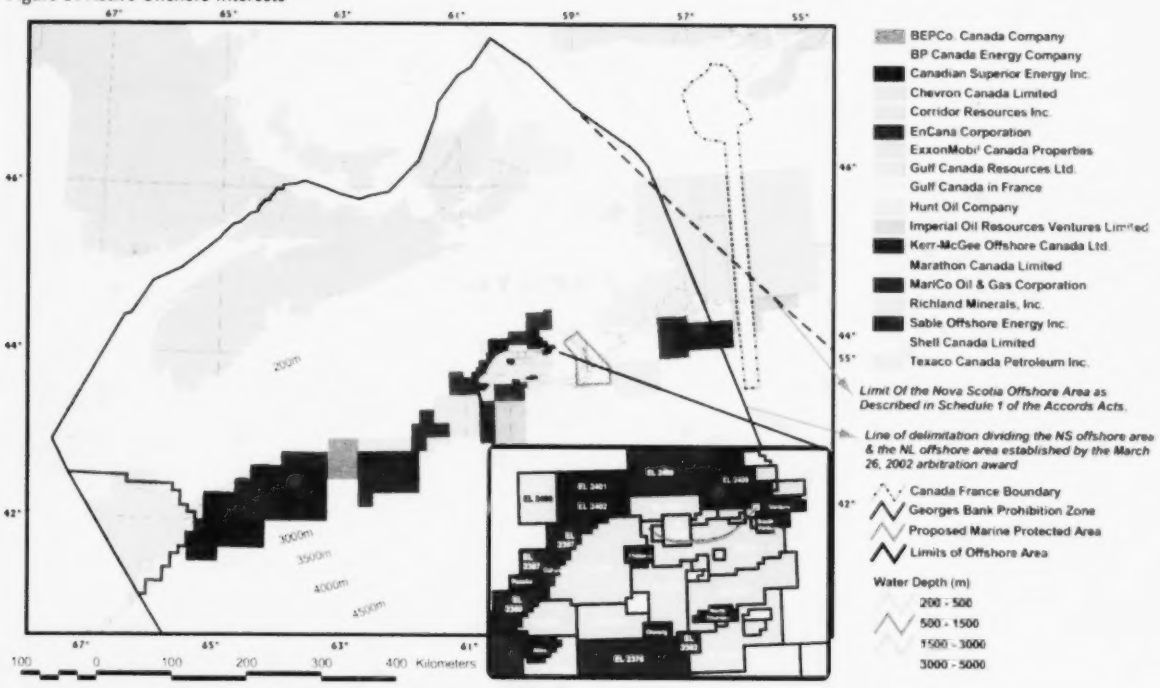
Exploratory Permits

There are two blocks of exploratory permits located in the southwest and northeast parts of the Nova Scotia Offshore Area, which were issued under legislation that has since been replaced. Before any drilling activity can take place on the subject lands, these permits must be converted to Exploration Licences. The Accord Acts require the Board and the interest holders to negotiate new terms and conditions for the successor licences.

The permits in the southwestern area of Georges Bank are subject to a statutory moratorium on petroleum activity until December 31, 2012.

The northeastern group of permits straddles the line that delimits the Nova Scotia and Newfoundland Offshore Areas and the area of French jurisdiction south of the islands of Saint-Pierre and Miquelon. The maritime dispute between the provinces of Nova Scotia and Newfoundland and Labrador was settled through an Arbitration Panel. The Tribunal ruled on the dispute in March of 2002, and the new line leaves 19 exploration permits, including portions of permits, within the Nova Scotia

Figure 9: Active Offshore Interests



Interests-Significant Discovery Licences

A Significant Discovery Licence is an intermediate interest designed to maintain explorers' rights during the period between the first discovery and eventual production. The term of a Significant Discovery Licence is indefinite. There are presently 33 Significant Discovery Licences offshore Nova Scotia for a total area of 87,109 hectares.

Interests-Production Licences

Production rights are conferred by the issuance of a Production Licence, which may be issued in respect of any portion of the offshore area subject to a commercial discovery. A commercial discovery is one that has demonstrated it contains reserves that will justify the investment of capital and effort to bring the discovery to production. No Production Licence may be held by any person other than a corporation incorporated in Canada. A Production Licence has a term of 25 years but may be extended if commercial production is continuing or is likely to recommence. Presently there are six Production Licences offshore Nova Scotia with a total area of 24, 545 hectares.

Exploratory Permits

There are two blocks of exploratory permits located in the southwest and northeast parts of the Nova Scotia Offshore Area, which were issued under legislation that has since been replaced. Before any drilling activity can take place on the subject lands, these permits must be converted to Exploration Licences. The Accord Acts require the Board and the interest holders to negotiate new terms and conditions for the successor licences.

The permits in the southwestern area of Georges Bank are subject to a statutory moratorium on petroleum activity until December 31, 2012.

The northeastern group of permits straddles the line that delimits the Nova Scotia and Newfoundland Offshore Areas and the area of French jurisdiction south of the islands of Saint-Pierre and Miquelon. The maritime dispute between the provinces of Nova Scotia and Newfoundland and Labrador was settled through an Arbitration Panel. The Tribunal ruled on the dispute in March of 2002, and the new line leaves 19 exploration permits, including portions of permits, within the Nova Scotia

Offshore Area. Through consultation with representatives of the federal and provincial governments and the Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board (C-NOPB) a strategy and framework for negotiation of new licences to replace the exploratory permits was finalized in September, 2002. The negotiation process commenced in November, 2002 and is ongoing.

Rights Issuance

Part of the Board's mandate is rights issuance, commonly known as the licensing process. The rights management or licensing policy is based on the Canadian Petroleum Resources Act. The Board's administration of the licensing process supports, and is consistent with, the goals and objectives set out in the Board's Strategic Plan and is reviewed annually by the federal and provincial governments.

Issuing an exploration licence begins at the nomination phase. At any time during the year, industry may nominate offshore parcels of land for potential exploration. There are presently two areas where nominations will not be accepted: the Georges Bank moratorium area and the potential marine ecological reserve known as the Sable Gully.

Board staff review nominated parcels on March 31st and September 30th to determine whether they will be included in a future Call for Bids. The Board completed a review of nominations received up to March 31, 2002. As a result of this review, the Board decided not to proceed with Call for Bids in June of 2002.

On September 30, 2002, the Board reviewed the nominations received. The Board decided it would be inappropriate to proceed with a Call affecting the nominated lands until its Strategic Environmental Assessment process is completed and the Marine Protected Area around the Sable Gully more firmly defined.

Royalties

Royalties in the amount of $10,222,925.12 were received by the Board on behalf of the governments in respect of production from Sable Offshore Energy Inc.'s Production Licences 2903 (Venture), 2904 and 2905 (Thebaud) and 2906 (North Triumph) during this past fiscal year. These funds have been forwarded to the Receiver General for Canada in accordance with the Royalty Collection and Administration Agreement signed by the Board, the federal government and the Province of Nova Scotia.

Since petroleum production began offshore Nova Scotia in June of 1992, royalties in the amount of $52,594,632.55 have been forwarded to the Receiver General for Canada. Of that amount, $29,752,489.60 has been received during the past three fiscal years in respect of production from SOEP.

3.3 Data Archive, Core Storage & Laboratory

The Board's Data Archive, Core Storage & Laboratory facility is a public facility, which provides geological and geophysical information and services for the Nova Scotia Offshore Area. The facility archives all final well history, geological, geophysical, and wellsite survey reports. In addition to the reports, the facility archives all subsurface samples obtained from petroleum exploration and development wells drilled in the Nova Scotia Offshore Area.

Primarily, reports and samples are accessed by industry, drilling/service companies, and scientific/government organizations.

In this reporting period, industry, represented by 29 petroleum exploration/production companies (national, international, and local), accounted for 63% of activity at the facility. Drilling/service companies accounted for 20% of facility use while government /academic recorded 17%.

Seismic Reflection data acquired for 2002 consisted of 6,449.87kms of 2D data and 450.04km^2 of 3D data. This is a significant drop from 2001 levels of 12,960.84kms of 2D and 4,807.70 km^2 of 3D.

HEALTH, SAFETY *AND* OPERATIONS

The Board's mandate includes monitoring and promoting the health and safety of offshore workers.

The Board's growth includes a continual evaluation of how the Board operates and whether its structure best facilitates an efficient regulatory regime. Accordingly, in the past fiscal year, the Health, Safety & Environment section was restructured so that Environment became a section on its own. Health and Safety was added to the Operations section for better coordination of day to day activities. In addition, the Board is better positioned to accommodate the increasing number of activity authorizations on a timely basis, while undertaking thorough and diligent reviews of industry applications for the efficient discharge of the Board's responsibilities.

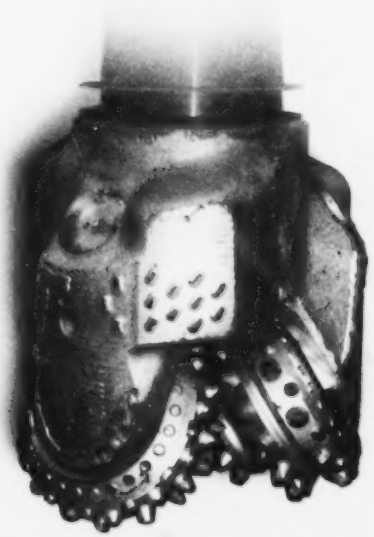
4.1 Offshore Activities

Offshore activity continued at a pace similar to that of the previous two years. The following table provides a summary of work activities approved by the Board for the reporting period, and provides comparative numbers for the fiscal years 2000 and 2001.

Figure 10 - Work Authorization Applications

Activity	Number of Applications Approved		
	2002/03	2001/02	2000/01
Drilling			
Drilling Program Authorization	3	2	2
Authority to Drill a Well	8[a]	6	6
Geophysical / Geotechnical / Geochemical			
Seismic	3	9[c]	6
Seabed/benthic surveys, geotech. evaluations	6[b]	5	4
Aeromagnetic surveys	0	0	1
Geochemical Survey	0	0	1
Pipeline route surveys	2	2	0
Installations			
Interfield pipeline	1	0	0
Diving			
Diving Program Authorization	1	2	1
Totals	**24**	**26**	**21**

Notes: a. Comprises seven wells plus one sidetrack.
b. Includes one extension to a work authorization granted in 2001.
c. Work associated with two of the authorized seismic programs did not proceed.



Exploratory Drilling

Five operators were active in drilling exploration wells during the past year.

On the Scotian shelf, Shell Canada completed the drilling of its Onondaga B-84 well using the Galaxy II jack-up rig. Also, Canadian Superior drilled its Marquis L-35 exploratory well, including a sidetrack well (Marquis L-35A), using the Rowan Gorilla V jack-up rig.

Deep water exploration continued in this fiscal year with Marathon Canada completing the drilling of the Annapolis B-24 well and drilling the Annapolis G-24 well using the West Navion drill ship. Two other deep water exploratory wells were also drilled during the year: Newburn H-23 by ChevronTexaco using the Deep Water Millennium drill ship, and Torbrook C-15 by EnCana. The latter was the inaugural well for the new semi-submersible rig Eirik Raude for which construction and commissioning was completed last fall by Halifax Shipyards.

The Annapolis G-24 well was suspended upon completion of drilling. The other four exploratory wells were abandoned; technical data from these wells remains confidential for a period of two years from the date of termination of each well.

Geophysical / Geotechnical Programs

Eleven geophysical / geotechnical surveys were approved during the reporting period. This included seismic, well site, and pipeline route surveys.

Pipeline route surveys were conducted by both EnCana and El Paso Canada Pipeline. EnCana performed a supplemental pipeline route survey of approximately 35 kilometers for identified modifications to the planned routing for the pipeline associated with the proposed Deep Panuke development project. El Paso undertook surveys of approximately 3600 kilometers in length to locate suitable routes for their proposed gathering pipeline commencing in the general area of Sable Island and continuing to a landfall location on the southwestern coast of Nova Scotia, and for their proposed export pipeline commencing at a selected site on the southwestern coast of Nova Scotia and continuing to a landfall at New Jersey or New York states in the United States.

4.2 Guidelines

Joint Standards for Measurement Guidelines

The CNSOPB coordinated development of draft Measurement Guidelines in conjunction with the C-NOPB. These guidelines address design, construction and operation of metering systems for which approval by the Chief Conservation Officer is required in accordance with the Nova Scotia Offshore Area Production and Conservation Regulations. The draft guidelines were issued to interested parties and posted on the CNSOPB webpage for comment in November, 2002. Comments received are currently under review.

Draft Incident Reporting Guidelines

The Incident Reporting Guidelines provide direction on general duties and prescribed regulations specifically respecting the reporting of health, safety and environmental incidents that occur in the Nova Scotia Offshore Area. The draft Guidelines are out for comment and are expected to be formally adopted by the Board late in 2003.

4.3 Health and Safety

The Board continues to regulate offshore health and safety in accordance with the Accord Acts, regulations, and the Occupational Health and Safety (OHS) Requirements. During the past year, the Board participated in extensive consultations with government toward formal legislative amendments regarding offshore occupational health and safety. The Board's OHS Requirements continue in place to provide direction to the operators and protection for the workers until the legislative amendments are finalized. These OHS Requirements were put in place in 2000 and are a condition of all activities authorized by the Board.

In recognition of national and international trends, and in response to audits and investigations, specific efforts were made to clarify regulatory expectations and enhance general industry awareness of:

- Safety systems of contracted and subcontracted services;
- Escape, evacuation, and rescue;
- Inherent safety (including human factors) in facility design; and
- Selection, care, and use of personal protective equipment.

The Board continues to work on guidelines respecting various matters related to health and safety. Some of these initiatives have been delayed in anticipation of government direction on offshore occupational health and safety (OHS) provisions of the Accord and planned new regulations respecting OHS. Other guidelines, such as Incident Reporting and Certificate of Fitness, continue to develop and are nearing finalization.

The Board hosted the annual meeting of the International Regulators Forum (IRF) in September 2002 in Halifax. The IRF is comprised of senior representatives of the health and safety regulatory agencies for offshore oil and gas of the United States, Norway, United Kingdom, Netherlands, Australia, Brazil, New Zealand and Canada.

The IRF provides an excellent opportunity for the exchange of regulatory practices and discussion of initiatives and issues related to offshore health and safety matters. The Board has been an active participant in this Forum for several years, and in addition to the annual meeting, uses the contacts made to address regulatory issues throughout the year.

Incident Reports

Regulations under the Accord Acts list mandatory reporting requirements for many types of safety-related incidents. An incident resulting in any of the following outcomes must *immediately* be reported to the Board:

1. Disabling injury;
2. Environmental spill;
3. Incident causing significant damage;
4. Use of emergency protocols; or
5. A serious threat that, under different circumstances, could have resulted in any of the above outcomes.

The Board responded to and monitored 41 health and safety related incidents that occurred over the past year. In all cases, the Board verified that actions were taken to understand incident causation and improve OHS management systems in an effort to prevent similar occurrences. Board officers conducted six investigations into health and safety related incidents pertaining to:

- Lifting and ergonomics;
- Violence in the workplace;
- Preventive maintenance of galley equipment;
- Fear of reprisal respecting safety issues;
- Interface between marine vessels and installations; and
- Management systems pertaining to Permits to Work.

Summary data on all types of incidents are reported through an Annual Report submission that is made by operators to the Board. The Board reviews information from these reports, internal investigation findings, national and international trends, officer and worker feedback, and other sources, to understand safety trends in the Nova Scotia Offshore Area. The Board believes that it is only with a solid understanding of risk posed to activities, and ultimately workers, that regulatory efforts can be prioritized and directed in an effective and efficient manner.

Injury Statistics

In previous years, the Board collected data on injuries leading to lost time, restricted work, medical aid, and first aid outcomes. In 2002, a decision was made by the Board to aggregate the data and re-align injury data with the prescribed regulatory reporting definitions of 'disabling injuries' and 'minor injuries'. Disabling injury includes any injury that results in an employee not being able to perform all the duties connected with the employee's regular work, and therefore includes lost time work and restricted work injuries. Figure 11 includes the historical data for 1998 to 2001 which has been adjusted to this new definition.

In 2002, as reported in Figure 11, there were 2,217,414 person hours worked under Board authority in the Nova Scotia Offshore Area. There were 14 disabling injuries and 138 minor injuries that occurred over this time. Based on this, the frequency rate for disabling injuries in the Nova Scotia Offshore Area for 2002 was 1.27 per 200,000 person hours.

Although this number is relatively low in comparison to other industry sectors, it represents an increase in disabling work injuries from the previous year. As a result, Board resources have been directed to determine commonalities in causation of these disabling injuries and to assure that specific changes are effected where improvements are warranted.

Figure 11 - Comparison of Disabling Injury Frequency Rates for the past 5 years

Year	1998	1999	2000	2001	2002
Number of Disabling Injuries*					
Installations	6	1	7	3	8
Vessels	6	14	15	1	6
Aviation	n/a	n/a	n/a	0	0
Total	**12**	**15**	**22**	**4**	**14**
Person Hours					
Installations	816,838	1,200,833	1,249,348	899,244	1,253,779
Vessels	906,054	2,441,017	942,713	720,312	837,434
Aviation	n/a	n/a	n/a	82,660	126,201
Total	**1,722,892**	**3,641,850**	**2,192,061**	**1,702,216**	**2,217,414**
Frequency Rate (per 200,000 person hours)					
Installations[2]	1.47	0.17	1.12	0.67	1.28
Vessels	1.32	1.15	3.18	0.28	1.43
Aviation	n/a	n/a	n/a	0	0
Total	**1.39**	**0.82**	**2.01**	**0.47**	**1.27**

* The term "disabling injury" means an employment injury or an occupational disease that :

(a) prevents an employee from reporting for work or from effectively performing all the duties connected with the employee's regular work on any day subsequent to the day on which the disabling injury occurred, whether or not that subsequent day is a working day for that employee,

(b) results in a loss by an employee of a body member or part thereof or in a complete loss of its usefulness, or

(c) results in the permanent impairment of a body function of an employee.

Audits

The Board completed a total of 22 audits in the past year. These audits included pre-inspection of all major vessels prior to the granting of authorizations for offshore operations, audits of ongoing operations addressing health, safety, and resource conservation issues, and an audit of the Certificate of Fitness process as carried out by a recognized certifying authority. These audits identified a number of action items to be addressed and in each case such items were followed up to assure such actions had been properly completed to the satisfaction of the Board.

An audit plan has been developed for the coming fiscal year to undertake a series of audits for compliance with safety, environment and conservation regulations and requirements.

4.4 Memorandum of Understanding

Diving Certificates

The Nova Scotia Offshore Area Petroleum Diving Regulations require that divers, diving supervisors, and other specified personnel, engaged in petroleum diving operations must hold a valid certificate issued by the Chief Safety Officer. Mirror regulations apply to diving operations in the Newfoundland Offshore Area. For reasons of regulatory efficiency, on March 31st, 2003, the CNSOPB and the C-NOPB signed respective Memoranda of Understanding with the Diver Certification Board of Canada (DCBC) to accept "Canadian" certificates issued by the DCBC.

ENVIRONMENT

One of the principle responsibilities of the Board is to ensure that offshore activities do not result in undue environmental impacts from initial exploration to abandonment.

Under the *Canadian Environmental Assessment Act* (CEAA) the Board is a Federal Authority and obliged to apply the environmental assessment process as set out in CEAA. Development proposals presently fall under CEAA and it is expected that exploration activities will also fall under CEAA in the near future.

Project specific environmental assessments are carried out during several phases of oil and gas activity, including seismic programs and exploratory wells. Environmental assessments must be completed for such activities prior to approval by the Board. In the past several years the Board has taken a proactive approach and conducted Strategic Environmental Assessments (SEA) during a Call for Bids. These assessments identified main issues within a broad area and are used to inform the Board of potential environmental concerns prior to issuing an Exploration Licence. However, an SEA does not replace the activity specific EA required for each work authorization application.

5.1 Fisheries & Environmental Advisory Committee

The Fisheries and Environmental Advisory Committee (FEAC) is one of the Board's mechanisms for consulting on environmental and fisheries related matters. It had a total of three meetings during the fiscal year.

Committee members are notified of all work authorization applications offshore Nova Scotia and invited to review the environmental assessment for the application. The views and comments of FEAC members are considered by the Board in its review of the environmental assessment. This consultation process is carried on throughout the year by e-mail, fax and meetings.

During meetings, FEAC members are briefed by operators on planned activities such as seismic and exploratory drilling programs. In the past fiscal year, the committee was also continually briefed on the proposed Deep Panuke Offshore Gas Development and kept up to date on the proposed El Paso Blue Atlantic pipeline project. The committee also received regular updates on the Sable Offshore Energy Project. In addition, committee members were given presentations by Board personnel on the rights issuance process.

5.2 Cape Breton Public Review

A CNSOPB initiated Public Review on the effects of potential oil and gas exploration and drilling activities within Exploration Licences 2364, 2365, and 2368 was completed in March 2002. In response to the recommendations of the Commissioner's Report, the Board requested that the proponents submit updated applications, and broadened its consultation to include a review of the related science and the establishment of an advisory body.

Updated environmental assessments were submitted by the proponents and a Science Review Working Group was established to examine the related science within the assessments, the Department of Fisheries and Oceans Habitat Status Report for the area, and the Commissioner's Report. The Science Review Working Group was comprised of eight recognized scientists with a wide range of experience and expertise. The Science Review was completed in November 2002.

An advisory body, the Cape Breton Ad Hoc Working Group, was established in August 2002 to provide the Board with advice on whether/how to proceed with the proposed activities. The Group consisted of representatives from:

- the federal government;
- the provincial government;
- municipal governments;
- First Nations;
- fishing organizations (four representatives);
- environmental organizations;
- business organizations;
- trade union organizations;
- licence holders (two representatives).

Members of the Ad Hoc Working Group participated in nine day-long meetings and a conference call where they discussed issues, concerns, and possible mitigation measures relating to the proposed activities. The Group was unable to provide a common recommendation on whether or not to proceed with the proposed activities, however, the Group did develop a report of shared statements of interests and concerns. The report of the Ad Hoc Working Group was completed in February 2003.

In March 2003, the Board reviewed the Cape Breton Ad Hoc Working Group Report and concluded that seismic activities may proceed under certain conditions. The conditions include the following: that no seismic acquisition will be allowed on the three licences within 10 kilometres of the shoreline; the Board will consider the results of a snow crab study taking place off Newfoundland before finalizing any authorization for the proposed seismic; the proposed programs may only be conducted between November 1st, 2003 and February 28th, 2004; operators must follow a 30-minute incremental ramp-up procedure to encourage marine animals to leave the operating area; a fisheries representative and a trained biological observer must be on board the seismic vessel; seismic acquisition will be suspended whenever whales are observed within one kilometre of the vessel; and prior to authorization, the operators must provide to the Board an acceptable financial compensation program for possible damage to fishing gear.

The operators are required to submit to the Board for approval completed work authorization applications that adhere to the conditions. Meanwhile, the Board-imposed Prohibition Order on petroleum activities within the three Exploration Licences remains in effect.

5.3 Environmental Assessments

Environmental assessments (EAs) are required for every work authorization application. As mentioned previously, all EAs are offered to members of the FEAC for review. The EAs are reviewed by Board staff and are also sent to the Department of Fisheries and Oceans and to Environment Canada for review and comment by their experts. EA reports are often revised based upon the comments received.

Environmental assessments are used to determine whether an activity will cause significant adverse environmental effects or whether mitigative measures can adequately reduce these potential risks. Often the EA process results in conditions of approval being attached to the activity authorization.

Figure 12 - Environmental Assessments

Activity	2002-03	2001-02	2000-01
Development	1	0	0
Seismic	7	8	10
Other Geophysical/Geotechnical	4	7	6
Drilling Programs	8	2	5
Strategic Environmental Assessments	3	1	1
Total	**23**	**18**	**22**

5.4 Strategic Environmental Assessments

A Strategic Environmental Assessment (SEA) is a broad level assessment of a defined geographic area or region, aimed at identifying environmental issues to inform and guide decision-making processes. The Board has used SEAs as a proactive approach to identify environmental issues that may potentially result from oil and gas activities in defined areas. These assessments have been conducted either prior to or during the Call for Bids and have been used to guide decision-making related to the issuance of exploration licences and the authorization of oil and gas activities.

Over the past year, the Board conducted a SEA for the unlicenced areas surrounding the Eastern Sable Island Bank, Western Banquereau Bank, the Gully Trough and the Eastern Scotian Slope. The SEA was updated to reflect comments received through the public comment period. The SEA concluded that the area is of high ecological importance and that oil and gas exploration and development will require strict compliance with environmental regulations and mitigative measures in order to proceed in the area. The SEA is posted on the Board's website and will be considered in any future Calls for Bids.

The Board is in the final stages of preparation of a SEA in the vicinity of the Missaine Bank. It is expected this will be distributed for public comment later in 2003.

The Board has also worked with the Canada - Newfoundland Offshore Petroleum Board (C-NOPB) on an SEA for the Laurentian Subbasin. A draft of this SEA was reviewed by various groups in 2002, and will be made available for public comment in the spring of 2003. The final SEA will be considered by the Board as it negotiates to convert existing Exploration Permits into Exploration Licences in the Laurentian Subbasin area.

5.5 Environmental Studies Research Fund

The Environmental Studies Research Fund (ESRF) is a research program that sponsors environmental and social studies related to oil and gas exploration and development. The program is funded through levies on frontier lands paid by the oil and gas companies that hold the rights. The ESRF is directed by a joint government/industry/public Management Board, to which the CNSOPB appoints a member.

The ESRF Management Board sets priorities for study topics and determines the program budget. The program operates on a calendar year basis whereby the board accepts and reviews proposals for research with the topics defined. In 2002 nine new research studies were approved with a total value of $675,000. An additional nine studies continued into 2002 with an annual value of $750,000.

Throughout the year the ESRF provided funding to studies on the effects of seismic on crab, mapping of sensitive areas, standardizing reporting of air emissions, seabird attraction to production installations and deepwater corals. The ESRF also helped fund the air emissions station which will be operating on Sable Island in the summer of 2003.

The ESRF Management Board has approved a 2003 budget with an estimated value of $1.5 million. Priority areas for 2003 include seismic impacts, effects on seabirds, waste management, subsea pipeline effects, air quality monitoring, and effects on waterfowl and marine mammals.

5.6 Guidelines

Offshore Waste Treatment Guidelines

Offshore Waste Treatment Guidelines (OWTG) were revised and finalized jointly by the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board (CNSOPB), the Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board (C-NOPB), and the National Energy Board (NEB). The guidelines describe the Boards' minimum levels for the treatment and disposal of wastes from oil and gas drilling and production operations carried out in Canada's frontier areas.

Physical Environmental Guidelines

The Physical Environmental Guidelines are under review by the Board, in conjunction with Environment Canada, Fisheries and Oceans Canada, and Transport Canada. Comments from this review will be considered for a possible revision to the guidelines.

5.7 Regional Initiatives

Memoranda of Understanding have been signed between the Board and both the Department of Fisheries and Oceans (DFO), and Environment Canada. The Board works closely with DFO and Environment Canada to develop annual work plans and implement the projects within these plans. The Board is also involved in initiatives led by DFO related to a proposed Marine Protected Area (MPA) in the Gully area and the Eastern Scotian Shelf Integrated Management (ESSIM) Initiative.

An area surrounding the Gully has been accepted by the Minister of Fisheries and Oceans as a candidate MPA. The Gully is one of the largest and deepest submarine canyons in the western North Atlantic and is known to attract a diversity of plant and animal life, including the northern bottlenose whale. The Board has worked closely with DFO to ensure that rights issuance processes do not interfere with the MPA area of interest and that nearby oil and gas activities have minimal impacts on this area. The Board is also working with the DFO Center for Offshore Oil and Gas Environmental Research (COOGER) and other partners on a joint research project examining seismic sound propagation and behavioural effects on the northern bottlenose whale in the Gully area.

The ESSIM Initiative is aimed at providing an effective and collaborative process for achieving resource sustainability in a defined area on the Scotian Shelf. The ESSIM Initiative operates through a set of overarching goals which involve a balanced approach to integrated management intended under the Oceans Act. This year, the Board was an active participant in the ESSIM Steering Committee and the second ESSIM Forum Workshop which took place February 18-19, 2003. During this workshop, plans were developed to initiate an Area Case Study where the strategic approaches of the ESSIM Initiative could be applied. The Board intends to be an active participant in this case study in 2003.

5.8 Spills and Releases

The Board requires operators to report all spills and releases from offshore petroleum activities. Spills and releases are recorded in an information database at the Board. When appropriate, staff follow-up with operators to ensure that appropriate spill or release response measures are undertaken. Under certain circumstances, investigations may be undertaken and enforcement measures considered. Spills during the 2002/2003 fiscal year are shown in the following table.

5.9 Environmental Audits

The Board conducts environmental audits for compliance with the Offshore Waste Treatment Guidelines (OWTG), Offshore Chemical Selection Guidelines and for spills. Audits for compliance with the OWTG generally consist of auditing discharges, which involves the collection of discharge samples and analysis of these samples at an independent lab to determine if levels defined in the guidelines are met.

An audit of a drill ship was completed in the past fiscal year for compliance with the OWTG. The drill ship met all of the requirements defined in the guidelines. Audits are expected to be completed early in April 2003 on the Thebaud and Venture platforms.

Figure 13 - Reported Spills for the Nova Scotia Offshore Area

Material	Less than 1L	1-10L	11-150L	Greater than 150L
Condensate	2	2		
Synthetic Muds	1	1	1	
Light Oil	7	2	4	
Chemicals		1	1	3*
TOTALS	**10**	**6**	**6**	**3**

* 1. Water-based mud spacer (bentonite, barite and surfactants) - 160L

2. Conduit line fluid (15% ethylene glycol, 3% lubricant, 82% freshwater) - 7290L

3. Monoethylene glycol - 159L

Industrial Benefits

Prior to any type of activity taking place offshore Nova Scotia, an Industrial and Employment Benefits Plan must be submitted to and approved by the Board.

Industrial and Employment Benefits are, as always, a challenging part of the Board's mandate. Each plan must commit operators to the fundamental principles of the Accord legislation as they relate to industrial benefits. The Board monitors and reviews all plans in relation to activities, procurement and employment to ensure the commitments are met.

6.1 Benefits Plans

All Benefits Plans must address how the operator will provide for "full and fair opportunity" for manufacturers, consultants, contractors and service companies in Nova Scotia and Canada to participate on a competitive basis, and for "first consideration" for employment and training opportunities to Canadians, and in particular, members of the labour force of Nova Scotia, as well as, "first consideration" for goods manufactured in, and services provided from, Nova Scotia, where those goods and services are competitive in terms of fair market price, quality and delivery. These principles of "full and fair opportunity" and "first consideration" are the fundamentals covered by the Accord legislation and are the basis of a Benefits Plan. Each plan must also show how the operator will promote education and training, and research and development in Nova Scotia; and provide for the establishment of an office in Nova Scotia with an appropriate level of decision-making authority.

The Board currently monitors 15 Benefits Plans. This represents the most Benefits Plans on file with the Board in one reporting period and is an indication of the level of activity offshore. The work involved in the SOEP Benefits Plan is outlined elsewhere in this report. During this fiscal year, the Board also reviewed and monitored Benefits Plans for 10 exploratory drilling programs, one subsea pipeline proposal, and three geophysical programs. In some cases, one plan covers all exploration activity from geophysical work to exploration wells, while others deal with a single well program.

The review of a Benefits Plan includes the contracting strategy, technology transfer, succession planning, commitments to research and development, as well as, education and training considerations. Once a plan has been approved and an activity proceeds, the Board monitors the procurement process through a review of bidders' lists and contract awards over an identified threshold.

During the 2002 calendar year, the Board reviewed 141 bidders' lists and 190 contract awards to ensure that full and fair opportunity was provided to the Nova Scotia and Canadian supply community. Of those, 124 contracts were awarded to Nova Scotian companies.

The petroleum industry spent more than $900 million during 2002 on exploration and production activities offshore Nova Scotia. Of that amount, about $370 million was spent directly in Nova Scotia and $183 million in the rest of Canada for about 57% Canadian content.

Benefits Review Committee

The issue of industrial benefits is important to both the federal and provincial governments. The Board consults with both governments through the Benefits Review Committee (BRC). The BRC was established in 1995 by the Board and is comprised of members of the Nova Scotia Department of Energy, Natural Resources Canada and Board staff. Representatives from other federal and provincial agencies and departments are called to participate when necessary, and include Industry Canada and the Atlantic Canada Opportunities Agency. The committee meets on a quarterly basis, with special meetings held when needed to discuss specific benefits-related matters. Since its inception, the BRC has been successful in improving the benefits review process and has given significant input to the Board's industrial benefits decision making process.

Memorandum of Understanding

The Board has a Memorandum of Understanding with Human Resources Development Canada (HRDC) to monitor and review foreign workers brought into the province to work for the offshore petroleum industry. HRDC provides the Board with advice relating to the availability in the Canadian labour market of people with the skills or experience required by operators carrying on work in the offshore area. The Board provides information to HRDC relating to standards, qualifications and regulatory requirements for employment in the offshore petroleum industry. All requests from operators for permits for foreign workers are reviewed by the Board, with the assistance of HRDC, in relation to the "full and fair" and "first consideration" provisions of the Accord legislation.

Rig Crewing Agreement

The Torbrook C-15 deepwater well drilled for EnCana Corporation was the maiden well for the Eirik Raude, one of the largest semi-submersible drilling rigs in the world, which was partially constructed in Halifax. In 2002, the Board, in conjunction with the C-NOPB, developed a joint crewing arrangement for the Eirik Raude and associated support vessels. It was agreed the crew would be comprised of 50% residents of Nova Scotia and 50% residents of Newfoundland & Labrador. This distribution by residency respects an equitable occupational split, to the degree that it is achievable, while recognizing the need for competent, qualified and safe operations. The arrangement is for a term of four years, with a review by both Boards after two years to determine its effectiveness.

6.2 Benefits Reports

Each operator is also required to submit a Benefits Report to the Board on an annual basis, or within a specified period of time after an activity has concluded. Of the reports filed with the Board to the end of the fiscal year, a total of $963.9 million was spent offshore Nova Scotia, of which $437.5 was spent just on exploration activities. Of the total expenditures, $369.9 million was spent directly in Nova Scotia and another $183.7 in the rest of Canada for 57% Canadian content. In addition, a total of $1,313,777 in research and development was spent in Nova Scotia as a result of exploration activity in 2002. Some of the institutions to benefit from the investment include Dalhousie University, University College of Cape Breton, the Atlantic Geoscience Society, Petroleum Research Atlantic Canada, Nova Scotia Wind Energy Project and Techsploration.

Exploration Programs

The following outlines highlights from Benefits Reports received by the Board for exploration activity within the past calendar year.

In April 2002, the Board approved a Benefits Plan submitted by Canadian Superior for a single-well shallow water drilling program on Exploration Licence (EL) 2402 using the Rowan Gorilla V. Canadian Superior exceeded its Nova Scotia content by more than 4% of what it had anticipated. Two additional Benefits Plans were filed by the operator and approved by the Board in February of 2003. One is for a shallow water well on EL 2409 and the other a deepwater well on EL 2406.

Marathon Canada commenced drilling a deepwater well on EL 2377 in December of 2001. Drilling Annapolis B-24 concluded in April of 2003 and Marathon spudded the Annapolis G-24. Of the 62 major contracts awarded during the drilling program, 52 went to Nova Scotia companies, and seven went to Other Canadian companies. Thirty-five Canadians were able to secure permanent or extended employment as a result of this activity.

Chevron Canada Resources, using the drillship Deepwater Millennium, commenced drilling its Newburn H-23 well in May of 2002. As part of its Benefits Plan, Chevron provided $92,300 in research and development projects in Nova Scotia.

Shell Canada used the Galaxy II to drill its Onondaga B-84 exploration well, which was spudded in November of 2001 and suspended in May of 2002. During 2002, Shell invested $160,000 in such community groups as the Discovery Centre, Junior Achievement and the Metro Food Bank. Examples of technology transfer to Nova Scotians from the Shell drilling program include the licensing of R-F Ironworks Limited for threading operations and the training of FI Oilfield Services personnel for casing running services for the new KS-Bear premium Oil Country Tubular Goods (OCTG) connection. Also, infrastructure improvements were completed at Mills Heavy Hauling with the construction of an indoor inspection facility for OCTG.

EnCana Corporation drilled two exploration wells in the calendar year 2002. Queensland M-88 was spudded in December 2001 and abandoned in February 2002 and is not included in records based on the fiscal year, but is contained in the Benefits Report for the calendar year. EnCana also invested $300,000 in various community projects including the Discovery Centre, the IWK Grace Foundation and the Students' Choice Awards.

Subsea Pipeline

ElPaso spent $15.9 million on its Blue Atlantic project in 2002, of which $10.8 million or 68% was Nova Scotia content. Another $2 million was Other Canadian content, for a total of 81% of expenditures in Canada. El Paso encouraged an arrangement between ACCENT Engineering, a Nova Scotia firm, and Trow Engineering, a Canadian firm, and Canadian based employees to conduct their preliminary front-end engineering design work. El Paso also initiated the development of a significant course module for the Engineering Masters program at Dalhousie, including the commitment to provide technical expertise to develop course material and provide instruction to students.

6.3 Expenditures & Employment

The following figures show the total expenditures by operators offshore Nova Scotia in 2002, as well as the employment figures for the year.

Figure 14 - Total Expenditures in 2002 (in Millions of dollars)

Activity	NS Content $	NS Content %	OC Content $	OC Content %	FOR Content $	FOR Content %	Total
Total Projects	206.3	42.6	106.5	22	171.1	35.3	483.9
Total Exploration	144.7	33.1	68.8	15.7	224	51.2	437.5
Total Geophysical/ Geotechnical	8.1	30.6	6.3	23.8	12.1	45.6	26.5
Total Other	10.8	67.5	2.1	13.1	3.1	19.4	16.0
Total Expenditure*	**369.9**	**38.4**	**183.7**	**19.1**	**410.3**	**42.5**	**963.9**

* As provided by operators.

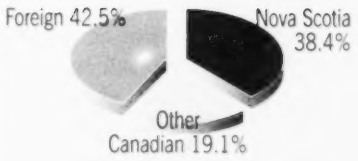
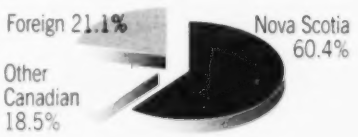


Figure 15 - Total employment for 2002 (in person months)

Activity	Nova Scotian #	Nova Scotian %	Other Canadian #	Other Canadian %	Foreign #	Foreign %	Total
Total Projects	6676	56.0	1773	14.9	3462	29.1	11911
Total Exploration	8229	63.5	2766	21.3	1973	15.2	12968
Total Geophysical/ Geotechnical	817	64	359	28	105	8	1281
Total Other	391	74	53	10	85	16	529
Total Employment*	**16113**	**60.4**	**4951**	**18.5**	**5625**	**21.1**	**26689**



ADMINISTRATION

As the work increases and the Board grows, so too has it learned and continues to improve its practices.

On March 31, 1998 there were four Exploration Licences offshore Nova Scotia, at the end of this fiscal year there were fifty-seven. Through the 1990's there were just six exploration wells drilled offshore Nova Scotia, while the first three years of this decade there have been 15 exploration wells. The Canada - Nova Scotia Offshore Petroleum Board has grown from a staff of 18 to a staff of 33 in order to respond to the ever increasing levels of activity taking place offshore.

In the past fiscal year, the Board added three new positions to the organization, namely an Environmental Analyst, an Industrial Benefits Administrator and an Operations Technologist. These positions enable the Board to track the increasing workload and analyze the data that is gathered.

The Board applies an internal Management System for the development and implementation of policies, practices and procedures in accordance with its legislative mandate. The efficiencies and effectiveness of the Management System is maintained by means of regular assessments, auditing and evaluation. Recognizing that mandated responsibilities are best achieved by applying quality standards to the management of all activities, the Board is currently reviewing and revising all of its policies and procedures to ensure consistency with the ISO 9001:2000 International Standard. During the first quarter of 2003, management and staff will be trained in the ISO 9001:2000 International Standard for Quality Management Systems requirements.

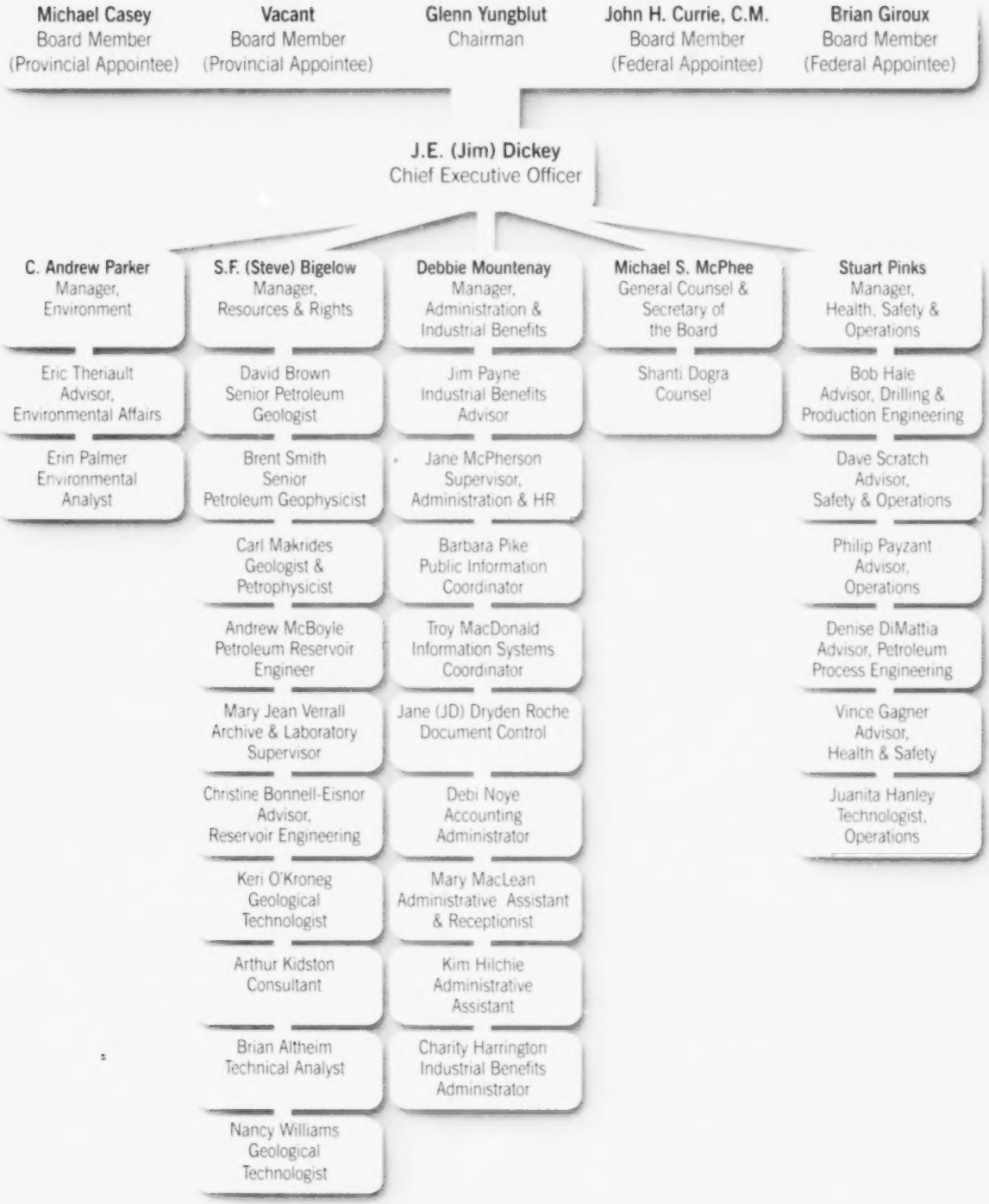
General interest in the Board and its regulatory responsibilities continues to grow. In the past year the Board handled more than 500 calls from the news media - local, national and international. This is a 60 percent increase over the previous year. Calls from the general public have also increased, with public affairs staff handling about 800 queries over the telephone and through e-mails.

An important source of information for both industry and the public remains the Board's website at www.cnsopb.ns.ca. The site is continually updated and improved to provide as much information as possible on-line. The site received an average of 40,000 visits a month, with the most popular destination being the weekly activity reports, which provide the status of offshore petroleum operations.

Various times through the year, the Board invited the public and other stakeholders to make written submissions on proposed guidelines, reports and assessments. The website has been a valuable tool in the Board's public consultation. This open and transparent process continues to be an objective of the Board.

The year marked the first time in several years that the Board has had a full complement of Board members. The federal government filled the second position it holds on the Board with Nova Scotia fisheries executive Brian Giroux. Mr. Giroux was familiar to the Board as a long-standing member of its Fisheries and Environmental Advisory Committee. Effective March 4th, 2003, the six-year term of Board Member Dr. Edgar Gold ended.

Canada - Nova Scotia Offshore Petroleum Board
Organization Chart



Board Biographies

Glenn Yungblut - Chairman

Glenn Yungblut holds an Honours Bachelor of Science degree in Mechanical Engineering from Queen's University.

During his career, he has held the positions of: Director General - Engineering at the National Energy Board in Calgary, and at the Canada Oil and Gas Lands Administration Ottawa/Halifax. Previous to that he served as Chairman and Managing Director of an offshore engineering consulting firm, EPI Resources Ltd. He was also the Offshore Drilling Manager for Shell Canada's drilling projects off Canada's west coast and off Nova Scotia.

Mr. Yungblut's professional memberships include the Association of Professional Engineers, Geologists, and Geophysicists of Alberta and the Calgary Chapter of the Offshore Mechanics and Arctic Engineering division of which he is past Chair.

Dr. Edgar Gold, C.M., Q.C. - Board Member

Edgar Gold is a member of the Nova Scotia Barristers Society and a Queen's Counsel. He is a consultant to, and former partner with, the law firm Huestis Ritch, Halifax. He is an adjunct Professor of Law at Dalhousie University and also holds positions with the Oceans Institute of Canada, Halifax; the World Maritime University, Malmo, Sweden; and IMO International Maritime Law Institute, Malta.

Dr. Gold holds qualifications as a Master Mariner (unlimited), U.K. and Canada, and spent 16 years at sea, including several years in command. He received Arts (B.A.) and Law (LL.B.) degrees from Dalhousie University and a doctorate (Ph.D) in International Maritime Law from the University of Wales. He is also: a Fellow of the Nautical Institute, a Fellow of the Offshore Institute, a member of the Chartered Institute of Arbitrators, and numerous other professional organizations.

Dr. Gold is a past President of the Canada Maritime Law Association. He was professor of Maritime Law at Dalhousie University for 20 years and was cross-appointed as Professor of Resource and Environmental Studies at Dalhousie for 15 years. He received an honourary diploma from the Canada Coast Guard College, as well as an honourary Fellowship from the Hellenic Marine Environment Protection Association. He received the Commander's Cross of the Order of Merit, one of the highest civilian awards from the Government of the Federal Republic of Germany, in recognition for his work strengthening relations between Nova Scotia and Germany. He was awarded the Order of Canada in October 1997.

Dr. Gold's six year term on the Board ended on March 3rd, 2003.

John H. Currie, C.M. - Board Member

John Currie received a Bachelor of Arts degree from St. Francis Xavier University and a Bachelor of Laws degree from Dalhousie University.

He has served as a Director, Senior Vice President and Chief Counsel of CDC Oil and Gas Limited; Senior Vice President of Canterra Energy Ltd.; Director of the Independent Petroleum Association; and Governor of the Canadian Tax Foundation.

Mr. Currie was Founding President of the Tax Executive Institute of Alberta. He has served as President of the Petroleum Law Foundation and National Chairman of the corporate lawyers section of the Canadian Bar Association; and is past president of the Calgary Chamber of Commerce. He was awarded the Order of Canada in October 1997.

Michael Casey, CA, CBV - Board Member

Michael Casey is a partner in the chartered accountancy firm Hemming Weir Casey Inc. He holds a Bachelor of Arts degree from Dalhousie University, and is a member of the Institute of Chartered Accountants of Nova Scotia and the Canadian Institute of Chartered Accountants.

Mr. Casey holds qualifications as a Chartered Business Valuator, and is a member and former board member of the Canadian Institute of Chartered Business Valuators. He is also registered in the specialty register of the Institute of Chartered Accountants of Nova Scotia as a CA-designated specialist in business valuation.

Mr. Casey has held voluntary positions on a number of Boards, including as past President of the Waegwoltic Club in Halifax.

Brian Giroux - Board Member

Brian Giroux is the Executive Director of the Scotia Fundy Mobile Gear Fishermen's Association, a position he has occupied since 1989. He also owns and operates a shellfish farm.

Mr. Giroux has broad experience as a government consultant on resource assessment and aquaculture projects and has served as an International Fisheries Observer for the Department of Fisheries and Oceans. He holds various fisherman's licences and has worked on various types of vessels catching a number of different species. Throughout his career, Mr. Giroux has been involved in a number of committees and programs. He is a member of the Council of Science and Technology Advisors, chairman of the Department of Fisheries and Oceans Science Advisory Council and Chairman of the Scotia Fundy IQ Committee.

FINANCIAL STATEMENTS

CANADA - NOVA SCOTIA OFFSHORE PETROLEUM BOARD
Financial Statements
March 31, 2003

Deloitte & Touche LLP
P.O. Box 2087
5161 George Street, Suite 800
Halifax, Nova Scotia B3J 3B7

Tel : (902) 422-8541
Fax : (902) 423-5820

Deloitte & Touche

AUDITORS' REPORT

To the Members of
Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board

We have audited the statement of financial position of **Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board** as at March 31, 2003, and the statements of revenue and expenditure and cash flows for the year then ended. These financial statements are the responsibility of the Board. Our responsibility is to express an opinion on these financial statements based on our audit.

We conducted our audit in accordance with Canadian generally accepted auditing standards. Those standards require that we plan and perform an audit to obtain reasonable assurance whether the financial statements are free of material misstatement. An audit includes examining, on a test basis, evidence supporting the amounts and disclosures in the financial statements. An audit also includes assessing the accounting principles used and significant estimates made by management, as well as evaluating the overall financial statement presentation.

In our opinion, these financial statements present fairly, in all material respects, the financial position of the Board as at March 31, 2003, and the results of its operations and its cash flows for the year then ended, in accordance with Canadian generally accepted accounting principles.

Deloitte & Touche LLP
Chartered Accountants

April 26, 2003

Deloitte
Touche
Tohmatsu

CANADA - NOVA SCOTIA OFFSHORE PETROLEUM BOARD
Statement of Financial Position
As At March 31, 2003

	2003	2002
ASSETS		
Current		
Cash (Note 2)	**$ 750,112**	$ 1,248,432
Accounts receivable (Note 3)	**682,377**	96,330
Prepaid expenses	**9,381**	50,315
	1,441,870	1,395,077
Capital assets (Notes 2 and 4)	**557,896**	565,089
	$ 1,999,766	$ 1,960,166
LIABILITIES		
Current		
Accounts payable and accrued liabilities	**$ 431,320**	$ 186,822
Payable to government (Note 5)	**632,270**	809,286
Deferred revenue (Notes 2 and 6)	**378,280**	398,969
	1,441,870	1,395,077
Deferred capital grants (Note 2)	**557,896**	565,089
	$ 1,999,766	$ 1,960,166

Contingency (Note 10)

Approved by the Board

Member

Member

CANADA - NOVA SCOTIA OFFSHORE PETROLEUM BOARD

Statement of Revenue and Expenditure

Year Ended March 31, 2003

	2003	2002
Revenue		
Grants - Operating		
Government of Canada	$ 2,375,000	$ 2,000,000
Government of Nova Scotia	2,375,000	2,000,000
Grants – Public Review Commission		
Government of Canada	-	175,000
Government of Nova Scotia	-	175,000
	4,750,000	4,350,000
Sable Offshore Energy Project - Cost Recovery	577,720	900,000
Deep Panuke Project – Cost Recovery	962,800	83,300
Industry recoveries	834,481	1,016,998
Sale of Board publications and maps	2,505	5,925
Inspection fees	41,750	48,700
Interest	21,162	41,537
Gain on sale of capital assets	1,553	2,567
Amortization of deferred capital grants	227,755	203,075
	7,419,726	6,652,102
Less: Cost recoveries refunded to government	(2,375,000)	(2,000,298)
Excess of Public Review Commission grant refunded to government	-	(8,987)
Deferred capital grants	(220,562)	(155,821)
Deferred revenue	(378,280)	(398,969)
Net revenue	4,445,884	4,088,027
Expenditure		
Personnel, consulting and Board members	2,880,537	2,563,587
General office and support	858,920	659,095
Office and laboratory premise costs	360,441	337,558
Amortization of equipment	227,755	203,075
Cape Breton Public Review Commission	-	324,712
Legal contingency, data management and Diving Certification Board	118,231	-
	4,445,884	4,088,027
Excess of revenue over expenditure	$ -	$ -

CANADA - NOVA SCOTIA OFFSHORE PETROLEUM BOARD
Statement of Cash Flows
Year Ended March 31, 2003

	2003	2002
Net inflow (outflow) of cash related to the following activities:		
Operating		
Items not affecting cash		
Amortization of deferred capital grants	**$ (227,755)**	$ (203,075)
Amortization of equipment	**227,755**	203,075
Gain on sale of capital assets	**(1,553)**	(2,567)
	(1,553)	(2,567)
Changes in non-cash operating working capital items	**(498,320)**	(817,098)
	(499,873)	(819,665)
Investing		
Purchase of capital assets	**(220,562)**	(155,821)
Deferral of capital grants	**220,562**	155,821
Proceeds on sale of capital assets	**1,553**	2,567
	1,553	2,567
Net cash outflow	**(498,320)**	(817,098)
Cash position, beginning of year	**1,248,432**	2,065,530
Cash position, end of year	**$ 750,112**	$ 1,248,432

CANADA - NOVA SCOTIA OFFSHORE PETROLEUM BOARD
Notes to the Financial Statements
Year Ended March 31, 2003

1. PURPOSE OF ORGANIZATION

The Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board was formed to administer the relevant provisions of the Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Resources Accord Implementation Acts enacted by the Parliament of Canada and the Legislature of Nova Scotia. The Board is funded by grants from the Federal and Provincial governments in equal contributions. The Board collects and remits to the governments cost recovery charges assessed against industry from regulatory reviews, up to a maximum of 50% of the Board's approved budget. The Board is a non-profit organization and is, therefore, exempt from income tax.

2. ACCOUNTING POLICIES

The financial statements have been prepared in accordance with Canadian generally accepted accounting principles and include the following significant accounting policies:

a) Capital Assets

Capital assets are recorded at cost, less accumulated amortization. Amortization is recorded using the straight-line method over four years for furniture and fixtures and over three years for computer equipment. Leasehold improvements are amortized over the remaining life of the lease, which is seven years.

b) Deferred Revenue

Operating grants received from governments in excess of Board expenditures, net of other revenue, are credited to deferred revenue.

c) Deferred Capital Grants

Federal and provincial grants received for annual capital expenditures are deferred and recognized into revenue on a basis consistent with the equipment amortization charge.

d) Cash

Cash consists of cash on hand and amounts on deposit with a financial institution.

e) Management Estimates

The preparation of financial statements in conformity with Canadian generally accepted accounting principles requires management to make estimates and assumptions that affect the reported amounts of assets and liabilities and disclosures of contingent assets and liabilities at the date of the financial statements and the reported amounts of revenue and expenses during the reporting period. Actual results could differ from these estimates.

3. ACCOUNTS RECEIVABLE

	2003	2002
Harmonized Sales Tax	$ -	$ 18,293
Industry receivables	525,985	43,197
Deep Panuke Project	82,317	-
Other	74,075	34,840
	$ 682,377	$ 96,330

4. CAPITAL ASSETS

	Cost	Accumulated Amortization	Net Book Value 2003	Net Book Value 2002
Furniture and fixtures	$ 384,626	$ 234,977	**$ 149,649**	$ 148,280
Computer equipment	534,434	394,344	**140,090**	177,886
Leasehold improvements	359,308	91,151	**268,157**	238,923
	$ 1,278,368	$ 720,472	**$ 557,896**	$ 565,089

5. PAYABLE TO GOVERNMENT

	2003	2002
Federal Government – cost recovery funds	**$ 322,135**	$ 400,149
Provincial Government – cost recovery funds	**310,135**	400,149
Federal Government – Public Review Commission Funds	**-**	4,494
Provincial Government – Public Review Commission Funds	**-**	4,494
	$ 632,270	$ 809,286

6. DEFERRED REVENUE

	2003	2002
Federal Government	**$ 189,140**	$ 199,484
Provincial Government	**189,140**	199,485
	$ 378,280	$ 398,969

7. COMMITMENTS

The Board leases office space for approximately $114,000 per year. The lease expires in April 2008.

The Board also leases core storage premises for approximately $42,000 per year. The lease expires in March 2008.

8. PENSION PLAN

The Board contributes to a pension plan administered by the Province of Nova Scotia. The Board matches employees' contributions calculated as follows: 5.4% on that part of their salary that is equal to or less than the "Year's Maximum Pensionable Earnings" (YMPE) under the Canada Pension plan and 7% on the part of their salary that is in excess of the YMPE. The Board has recognized contributions of $140,604 in 2003 (2002 - $115,549).

9. FINANCIAL INSTRUMENTS

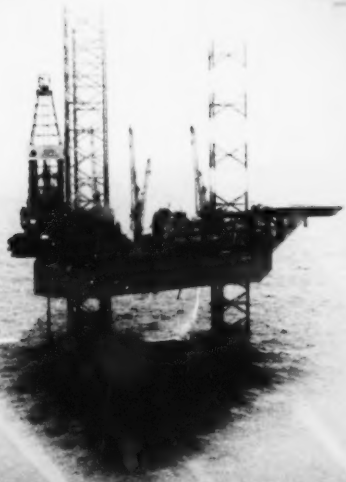
Fair Value

The carrying value of the financial instruments approximate their fair value given their short-term nature.

10. CONTINGENCY

On April 25, 2003, the Federal Court rejected the Board's response to a third party application which challenged the Board's refusal to disclose certain information requested under the Access to Information Act. No order for costs has yet been issued but the Board will be responsible for costs to the third party in an amount yet to be determined.

Office Canada – Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers



Rapport annual, 2002-2003

Photographie.

Nature morte et portraits : Morrow Scot-Brown

Couverture - Dans le sens des aiguilles d'une montre à partir du coin supérieur gauche : Photographies, gracieuseté de -

Deep Water Millennium - ChevronTexaco

Santa Fe Galaxy II - ExxonMobil Canada

West Navion - Marathon Canada

Rowan Gorilla V - Rowan Companies

Eirik Raude (centre) - Halifax Shipyard

Page 19 - Foret - Baker Hughes Canada

Conception graphique : Gulf Stream Graphics

Impression : Print Atlantic

TABLE *DES* MATIÈRES

1. **Rapport du Président et du Chef de la direction** 5

2. **Projets de mise en valeur** 7
   - 2.1 SOEP
   - 2.2 Deep Panuke

3. **Droits et ressources** 12
   - 3.1 Ressources
   - 3.2 Gestion des titres
   - 3.3 Archives de données, entrepôt des données et des échantillons et laboratoires

4. **Santé, sécurité et opérations** 19
   - 4.1 Activités extracôtières
   - 4.2 Lignes directrices
   - 4.3 Protocole d'entente
   - 4.4 Santé et sécurité

5. **Environnement** 23
   - 5.1 Comité consultatif des pêcheries et de l'environnement
   - 5.2 Examen public des impacts potentiels d'activés d'exploration au large du Cap-Breton
   - 5.3 Évaluations environnementales
   - 5.4 Évaluations environnementales stratégiques
   - 5.5 Fonds pour l'étude de l'environnement
   - 5.6 Lignes directrices
   - 5.7 Initiatives régionales
   - 5.8 Déversements et rejets
   - 5.9 Vérifications environnementales

6. **Retombées économiques** 27
   - 6.1 Plans de retombées économiques
   - 6,2 Rapports sur les retombées économiques
   - 6.3 Dépenses et emploi

7. **Administration** 31
   - Organigramme hiérarchique
   - Notices biographiques des membres du Conseil

8. **États financiers** 35

CANADA - NOVA SCOTIA OFFSHORE PETROLEUM BOARD

18e étage, Centre TD, 1791, rue Barrington, Halifax (Nouvelle-Écosse) B3J 3K9
Téléphone (902) 422-5588 Téléc. (902) 422-1799 www.cnsopb.ns.ca

Le 16 juin 2003

L'honorable Ernie Fage
Ministre de l'Énergie
Gouvernement de la Nouvelle-Écosse
Porte 400, Édifice Banque de Montréal
5151, rue George
Halifax (Nouvelle-Écosse)
B3J 1M5

L'honorable Herb Dhaliwal
Ministre des Ressources naturelles
Gouvernement du Canada
580, rue Booth, 21e étage
Ottawa (Ontario)
K1A 0E4

Messieurs,

Conformément aux dispositions de la loi créant l'Office Canada - Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers, je suis heureux de vous soumettre le rapport annuel de l'Office renfermant les états financiers pour l'exercice terminé le 31 mars 2003.

Le tout, respectueusement soumis.

Glenn Yuzgblut
Président

Rapport du Président et du Chef de la direction

Nous sommes heureux de faire rapport sur les activités de l'Office Canada -Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers pour l'exercice 2002-2003.

Le potentiel des zones extracôtières a continué de susciter beaucoup d'intérêt tout au long de l'année. En décembre 2001, l'Office a autorisé le forage du premier puits moderne en eau profonde dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse. Un puits est considéré être un puits en eau profonde s'il est foré à un endroit où la profondeur de l'eau est de plus de 400 mètres. Les forages effectués par Marathon Oil en vertu du permis de prospection 2377 ont confirmé la présence d'un gisement d'hydrocarbures dans la zone en eau profonde. ChevronTexaco a aussi annoncé que les résultats des forages pratiqués en vertu du permis de prospection 2359 sont encourageants. Ces résultats préliminaires mèneront vraisemblablement à d'autres forages en eau profonde. En octobre 2002, l'Office a publié les résultats de son évaluation des ressources en eau profonde confirmant la présence potentielle d'importants gisements de gaz naturel et de pétrole dans la zone en eau profonde. Le rapport, intitulé « Hydrocarbon Potential of the Deep-Water Scotian Slope » est disponible sur le site Web de l'Office, à l'adresse www.cnsopb.ns.ca.

Au cours de la période visée par le rapport, l'Office a délivré des autorisations et des approbations qui ont permis à ExxonMobil de procéder à des activités de développement de la phase II du projet énergétique extracôtier Sable, conformément au plan de mise en valeur approuvé par l'Office en 1997. À la suite de ces travaux, la production commencera au gisement Alma plus tard cette année, et aux gisements South Venture et Glenelg, au cours des années suivantes. La production totale de gaz naturel de ce projet dépasse actuellement les 15 000 millions de mètres cubes et les dépenses dans le cadre du projet s'élèvent à plus de 3 milliards de dollars.

Au cours de l'exercice, des efforts considérables ont été consacrés aux processus d'évaluation environnementale et d'examen réglementaire dans le cadre du projet de mise en valeur du gisement extracôtier de gaz Deep Panuke proposé par EnCana Corporation. Une étude approfondie prévue dans *la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* a été réalisée et le ministre fédéral de l'Environnement a annoncé, en décembre 2002, que le projet Deep Panuke pouvait aller de l'avant puisque les mesures d'atténuation appropriées étaient en place. Un processus d'examen public réglementaire coordonné élaboré par l'OCNEHE et l'Office national de l'énergie (ONE) a été entrepris. Un commissaire de l'OCNEHE et un seul membre de l'ONE ont été nommés pour tenir des audiences conformément aux directives conjointes sur les procédures. Toutefois, le 14 février 2003, EnCana

a demandé l'ajournement des procédures. EnCana procède actuellement à un examen détaillé du plan de mise en valeur du gisement Deep Panuke et fera rapport à l'Office en décembre 2003. Quatorze accidents ayant causé des blessures invalidantes se sont produits au large de la Nouvelle-Écosse en 2002. Quoique ce nombre soit relativement faible par rapport à d'autres secteurs de l'industrie, l'Office veut déterminer s'il y a des problèmes communs qu'il y a lieu de régler. Aucun incident ayant des effets environnementaux graves n'est survenu pendant la période visée par le rapport.

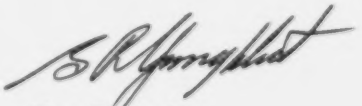
Nous sommes heureux de mentionner qu'aucun accident mortel ni aucun incident ayant des effets environnementaux graves ne sont survenus pendant la période visée par le rapport. Le personnel de l'Office continue d'aider les gouvernements dans la préparation d'importantes modifications en matière de sécurité aux lois de mise en œuvre de l'Accord. En septembre 2002, à Halifax, l'Office a été l'hôte de l'International Regulators Forum (forum international des organismes de réglementation). Des représentants du Royaume-Uni, de Norvège, d'Australie, des États-Unis et d'autres pays ont participé à cette rencontre. Pour le personnel de l'Office, le forum a été, une occasion de discuter de divers sujets et de partager de l'information avec d'autres personnes expérimentées chargées de la réglementation connaissant bien toutes les facettes de la réglementation de la sécurité en zone extracôtière.

De plus, certains membres du personnel de l'Office se sont rendus en Norvège rencontrer des représentants du « Petroleum Directorate » et du gouvernement norvégien afin de discuter de l'évolution de l'industrie des hydrocarbures dans ce pays.

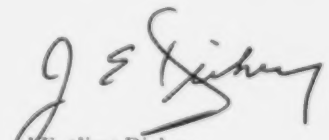
L'examen des activités sismiques proposées au large du Cap-Breton s'est poursuivi pendant la période visée par le rapport. À la suite d'un examen public, et conformément à la recommandation formulée dans le rapport de la Commissaire, terminé au cours de l'année précédente, relativement aux impacts d'éventuelles activités d'exploration pétrolière au large du Cap-Breton, l'Office a mis sur pied un groupe de travail spécial composé d'intervenants chargés de le conseiller sur cette question. Le groupe de travail spécial s'est réuni à plusieurs reprises au Cap-Breton et un examen scientifique a été effectué. Le groupe de travail spécial a fait rapport à l'Office en février 2003. Après étude du rapport, l'Office a défini une série de conditions qui s'appliqueront à tous les programmes de sismiques qui seront proposés en vertu des permis d'exploration 2364, 2365 et 2368.

Au cours de l'exercice, des changements se sont produits au sein du conseil d'administration de l'Office. En juillet 2002, le gouvernement fédéral y a nommé Brian Giroux. M. Giroux a été membre du Comité consultatif des pêcheries et de l'environnement de l'Office et il apporte à l'Office de nombreuses années d'expérience dans le domaine des pêches. En mars 2003, prenait fin le mandat de M. Edgar Gold à titre de membre du Conseil. Nous tenons à remercier M. Gold pour sa contribution à l'Office et lui offrons nos meilleurs vœux de succès dans ses projets à venir. Au moment de la préparation de ce rapport, il y avait un poste vacant à l'Office. En ce qui a trait au personnel, l'Office a ajouté trois postes contractuels à ses effectifs afin de répondre aux demandes croissantes en matière de réglementation. La structure organisationnelle de l'Office est illustrée à la page 32.

Nous avons le plaisir de rapporter que l'Office a une fois de plus réussi à respecter le budget établi pour l'exercice et à suivre son plan d'entreprise. Par ailleurs, l'Office a pu recouvrer et remettre aux gouvernements fédéral et provincial 50 pour cent de son budget approuvé, conformément à ses lignes directrices sur le recouvrement des coûts. Les pages qui suivent renferment des renseignements détaillés sur les activités et les opérations de l'Office au cours de l'exercice. Conformément aux exigences des lois de mise en œuvre de l'Accord, le présent rapport annuel contient les états financiers de l'Office et le rapport des vérificateurs pour l'exercice terminé le 31 mars 2003.



Glenn R. Yungblut
Président



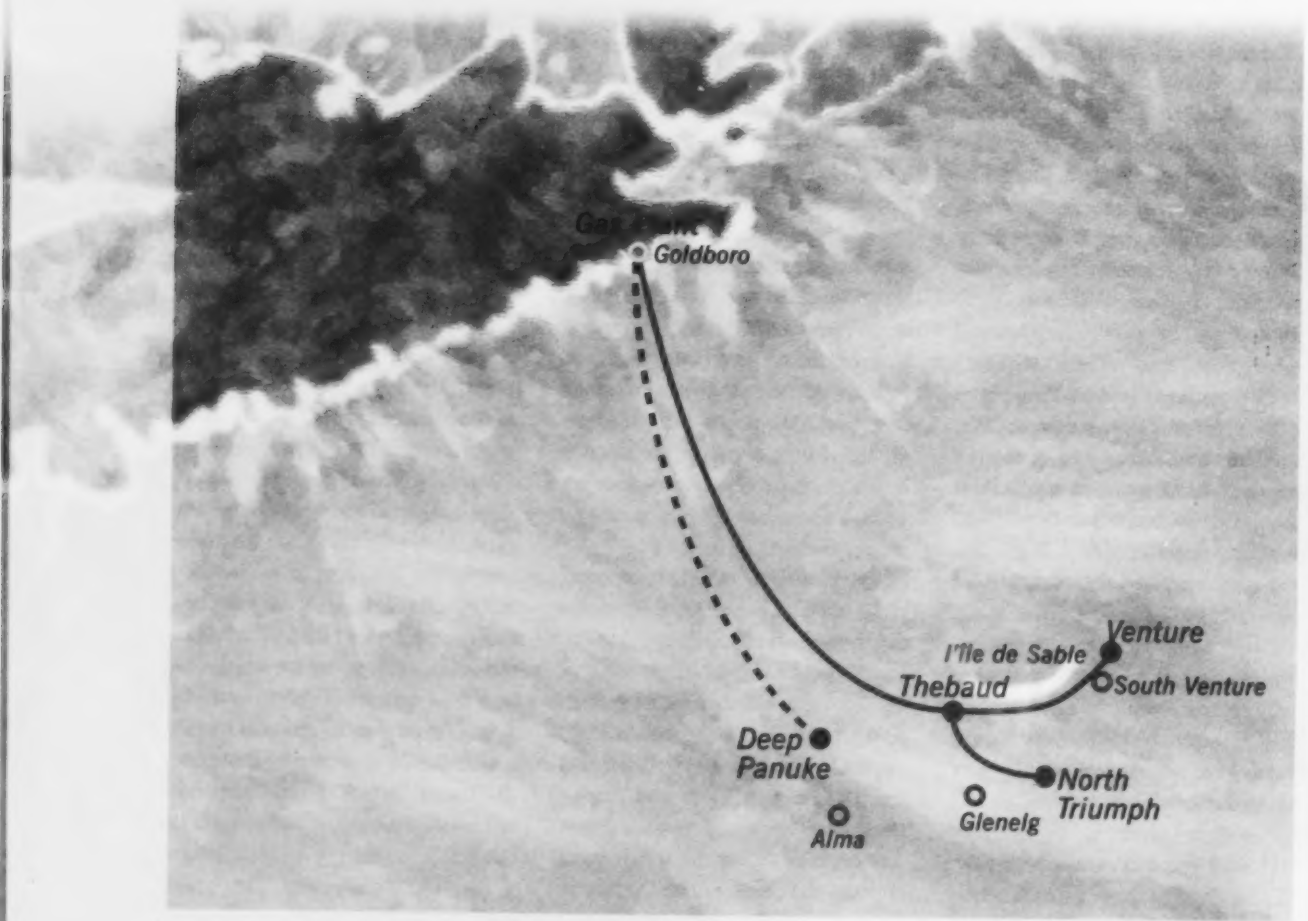
J.E. (Jim) Dickey
Chef de la direction

PROJETS DE MISE EN VALEUR

Au cours de l'exercice écoulé, l'Office Canada - Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (l'Office) a régi deux projets de mise en valeur de la ressource :

- *le projet énergétique extracôtier Sable (SOEP), exploité par Exxon-Mobil Canada, est entré en production le 31 décembre 1999;*
- *une demande de mise en valeur du gisement extracôtier de gaz Deep Panuke a été déposée par EnCana Corporation en mars 2002; elle faisait l'objet d'un examen et des audiences publiques étaient prévues pour avril 2003. En février 2003, EnCana a demandé la suspension du processus d'examen réglementaire. L'Office a mis fin à l'examen public du projet et demandé à EnCana de lui faire part de la mise à jour de ses plans pour le projet au plus tard le 10 décembre 2003.*

Un sommaire de chacun de ces projets est donné ci-dessous.

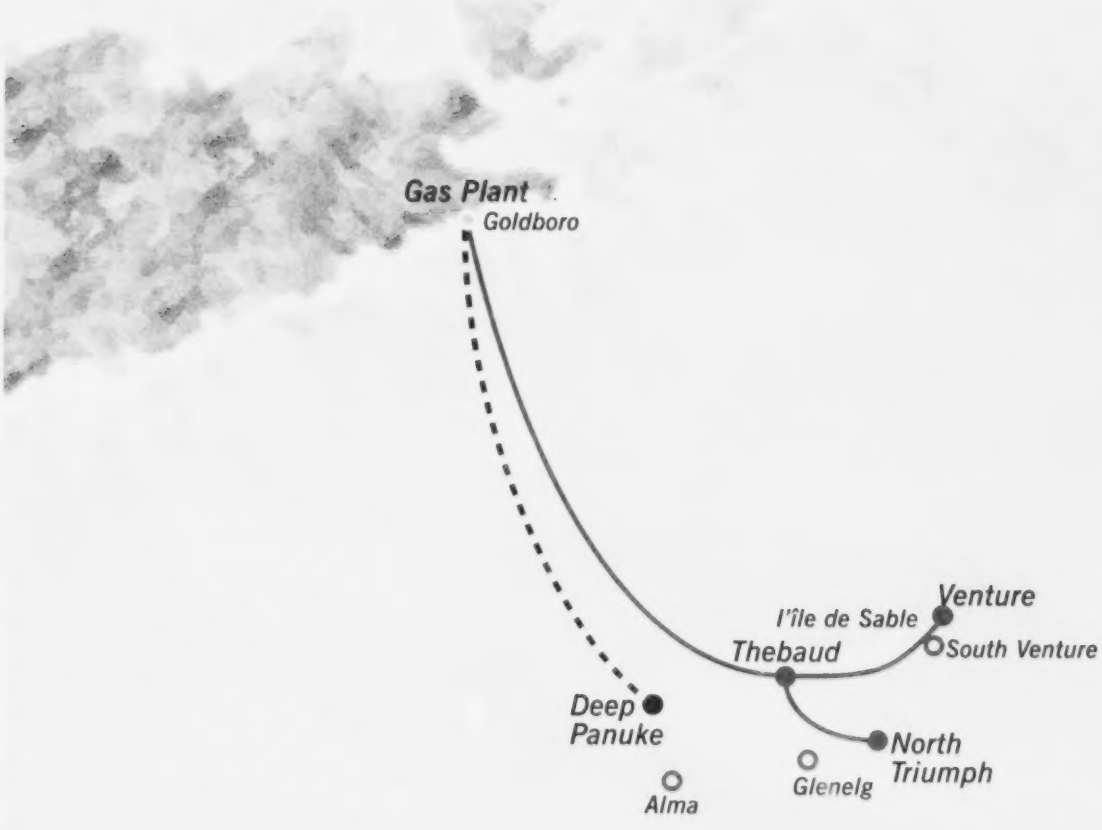


PROJETS DE MISE EN VALEUR

Au cours de l'exercice écoulé, l'Office Canada - Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (l'Office) a régi deux projets de mise en valeur de la ressource :

- *le projet énergétique extracôtier Sable (SOEP), exploité par Exxon-Mobil Canada, est entré en production le 31 décembre 1999;*
- *une demande de mise en valeur du gisement extracôtier de gaz Deep Panuke a été déposée par EnCana Corporation en mars 2002; elle faisait l'objet d'un examen et des audiences publiques étaient prévues pour avril 2003. En février 2003, EnCana a demandé la suspension du processus d'examen réglementaire. L'Office a mis fin à l'examen public du projet et demandé à EnCana de lui faire part de la mise à jour de ses plans pour le projet au plus tard le 10 décembre 2003.*

Un sommaire de chacun de ces projets est donné ci-dessous.



2.1 SOEP

La production quotidienne moyenne et la production annuelle totale des trois gisements de la phase I, soit les gisements Venture, Thebaud et North Triumph, sont résumées dans le tableau ci-dessous :

Tableau 1 - Production annuelle - SOEP

	2001-2002	2002-2003
Débit		
millions de mètres³ /jour	15,2	14,4
(millions de pieds³/jour)	(535)	(510)
Production annuelle,		
milliards de mètres³	5,5	5,3
(milliards de pieds³)	(195)	(186)

La production totale du projet est actuellement de 15,6 milliards de mètres cubes (550 milliards de pieds cubes), soit environ 25 pour cent de la production prévue dans le plan de mise en valeur concernant les trois gisements. À ce jour, la production des gisements s'établit à 40 pour cent, 35 pour cent et 25 pour cent respectivement pour les gisements Thebaud, Venture et North Triumph.

Jusqu'à maintenant, le taux de production du projet est proche du taux accéléré décrit dans le plan de mise en valeur. À ce rythme, il est prévu que la vie utile du projet sera d'environ 15 ans, comparativement à environ 26 ans si le taux de production était le taux le moins élevé prévu dans le plan.

Le puits V6, sixième puits de production du gisement Venture, a été foré entre mai et septembre 2002. On compte aujourd'hui 13 puits de production pour les trois gisements de la phase I.

La mise en valeur des trois gisements de la phase II a commencé en 2002 avec la construction de la plate-forme et la pose des tuyaux pour le gisement Alma. Ce gisement doit entrer en production vers la fin de 2003. Des puits de développement et de délinéation ont été forés dans les gisements South Venture et Glenelg, et il est possible que leur mise en valeur soit entreprise en 2004 et 2005 respectivement.

Comme il en est fait mention dans le plan de mise en valeur du projet, un projet de compression est en cours relativement aux gisements et les travaux de conception technique se poursuivent pour ajouter des compresseurs à la plate-forme centrale de traitement Thebaud en zone extracôtière. Ces travaux permettront d'augmenter la quantité de gaz accessible dans les réservoirs en abaissant la pression de drainage du système.

Gestion de la ressource

Tous les déchets liquides provenant des puits de production ont été mesurés et contrôlés avec la précision nécessaire et attribués à des réservoirs individuels. Divers aspects du système de mesure sont vérifiés de temps à autre, et la plus récente vérification a été entreprise pendant l'été 2002. Même si les résultats définitifs ne sont pas encore connus, les conclusions préliminaires sont, en général, satisfaisantes.

Les plans de développement en cours ainsi que les travaux de reconditionnement sont examinés, approuvés et surveillés pour assurer une gestion prudente de la ressource. Grâce à l'examen des propositions techniques, à des discussions avec l'exploitant et, selon les cas, à la validation par nos propres travaux techniques, les propositions sont évaluées en vue du recouvrement optimal des hydrocarbures tout en respectant les préoccupations relatives à la sécurité et à l'environnement. Les effets attendus des propositions sont étudiés et des modèles peuvent être établis. De plus la possibilité d'utiliser d'autres méthodes est évaluée.

Estimation des réserves et de la ressource

À l'origine, il a été déterminé, dans le cadre du plan de développement, que le volume d'hydrocarbures contenu dans les six gisements était de 129 milliards de mètres cubes ou 4,6 billions de pieds cubes, avec une plage P90 à P10* de 57 à 217 milliards de mètres cubes (2 à 7,5 billions de pieds cubes). Le volume total d'hydrocarbures que l'on s'attendait à extraire a été présenté comme 84 milliards de mètres cubes (3 billions de pieds cubes), avec une plage P90 à P10 de 32 à 145 milliards de mètres cubes (1 à 5 billions de pieds cubes).

(* On estime à 90 pour cent la possibilité que la valeur la plus faible, P90, soit dépassée, et à 10 pour cent la possibilité que la valeur P10 soit dépassée.)

En janvier 2003, Shell Canada Ltd., l'un des partenaires du projet, a annoncé à la suite d'analyses techniques récentes, qu'elle avait réduit son estimation du gaz récupérable à 63 milliards de mètres cubes (2,2 billions de pieds cubes) comparativement à 72 milliards de mètres cubes (2,6 billions de pieds cubes) l'année dernière et à 100 milliards de mètres cubes (3,5 billions de pieds cubes) au début du projet. Chacun des partenaires établira ses propres estimations du volume de gaz et on s'attend à ce que les estimations fluctuent tout au long de la vie du projet à mesure que des renseignements additionnels deviendront disponibles.

Environnement

La surveillance environnementale du SOEP se fait de manière continue et de plusieurs façons. Les demandes de forage sont étudiées pour assurer la conformité aux Lignes directrices sur le traitement des déchets extracôtiers. Les rapports d'exploitation quotidiens sont examinés pour assurer le respect des lignes directrices et des règlements environnementaux. En outre, l'Office examine et contrôle les rapports mensuels sur les eaux usées concernant le SOEP pour assurer la conformité aux lignes directrices sur le traitement des déchets. Les déversements sont signalés par l'exploitant, surveillés par l'Office et des enquêtes sont faites au besoin.

Pour se conformer à une condition d'exploitation, le SOEP doit soumettre à l'Office des rapports annuels sur son programme de surveillance des effets environnementaux (SEE) dans les 90 jours de la fin de chaque année civile. Le premier rapport a été reçu en 2001 pour l'année de production 2000, et pendant la période visée par le présent rapport, le SOEP a soumis son rapport annuel sur le programme SEE pour 2001.

La SEE permet de comparer les résultats aux prévisions de l'exposé sur les incidences écologiques soumis dans le cadre de la demande de plan de mise en valeur (DPMV) et aide à la prise de décisions en matière de gestion environnementale. Le programme de SEE du SOEP vise à déterminer si les effets du rejet aux niveaux admissibles des déchets de forage et des eaux usées dans l'environnement marin sont conformes aux prévisions de la DPMV. Les rapports donnent à l'Office les renseignements dont il a besoin pour ordonner des modifications si des effets indésirables sont signalés grâce à la SEE.

Conformément aux lois de mise en œuvre de l'Accord, toutes les données de SEE sont confidentielles pour une période de cinq ans, à moins que l'exploitant ne convienne de les rendre publiques.

Activités

Trois puits de développement ont été forés pendant l'exercice : Venture 6, South Venture P-60 et Glenelg H-59. La production a commencé au puits Venture 6, ce qui porte à 13 le nombre de puits en production. Il y a six puits en production dans le gisement Venture, cinq dans le gisement Thebaud et deux dans le gisement North Triumph.

L'Office a approuvé une demande d'autorisation pour installer un gazoduc d'interconnexion de 323,9 mm jumelé à un pipeline de 88,9 mm pour le transport de l'éthylèneglycol entre le gisement Alma de la phase II et la plate-forme de traitement Thebaud. L'Office a également approuvé une demande d'autorisation d' un programme de plongée connexe. La mise en place de ces pipelines jumelés représente les travaux initiaux d'installation des équipements pour la réalisation de la phase II. Elle est conforme au plan de mise en valeur approuvé pour le projet. Les pipelines sont actuellement en attente d'essais hydrauliques avant d'être reliés aux installations de la plate-forme. La production doit commencer en 2003 au gisement Alma. Les demandes pour installer le treillis et les hauts de plates-formes, pour procéder aux essais hydrauliques des pipelines d'interconnexion et pour les relier à la plate-forme de traitement Thebaud devront être soumises et approuvées en 2003.

Retombées économiques

Au cours du premier trimestre de 2002, le contenu néo-écossais du Projet énergétique extracôtier Sable a dépassé le milliard de dollars.

À la fin de 2002, l'ensemble des dépenses engagées dans le Projet énergétique extracôtier Sable s'élevait à près de 3,2 milliards de dollars. Les travaux de conception technique de la phase II se sont poursuivis en Nouvelle-Écosse, tout comme l'approvisionnement pour le gisement Alma. L'approvisionnement a aussi commencé pour le gisement South Venture, deuxième des gisements de la phase II, à la suite de l'approbation de la société. Les travaux techniques préliminaires et initiaux du projet de compression ont été presque terminés en 2002.

En décembre 2002, le contrat de fabrication des hauts de la plate-forme South Venture a été accordé à un chantier naval néo-écossais et la construction se poursuit à Halifax.

L'année civile 2002 était la dernière année du premier cycle quinquennal de recherche et développement pour le SOEP auquel une somme de 5 millions de dollars a été consacrée au cours des cinq années. L'Office étudie actuellement les rapports finals pour s'assurer du respect de la condition 4 du Rapport décisionnel sur le plan d'exploitation du projet énergétique extracôtier Sable. L'Office et ExxonMobil Canada travaillent actuellement à déterminer les engagements pour le prochain cycle quinquennal, conformément à la condition 4.

Tout au long de l'année l'Office a fait le suivi des engagements pris dans le cadre du Plan de retombées économiques du projet énergétique extracôtier Sable.

Certains de ces engagements sont :

- un investissement d'environ 10 millions de dollars dans la formation de Néo-Écossais et d'autres Canadiens pour leur permettre d'obtenir des emplois dans l'industrie des hydrocarbures;
- des initiatives précises visant à offrir des possibilités de formation et d'emploi aux personnes et aux groupes défavorisés;
- le transfert de technologie à des Néo-Écossais et à d'autres Canadiens, de même que la planification de la relève pour permettre aux Néo-Écossais et à d'autres Canadiens de remplacer les travailleurs étrangers spécialisés;

Les dépenses totales en recherche et développement dépassent aujourd'hui les 20 millions de dollars, dont plus de 881 000 $ ont été dépensés pendant l'année civile 2002. Pendant la même période, les dépenses sur les plans des études et de la formation se sont élevées à plus de 4 millions de dollars, ce qui a porté le total au delà de 25 millions. En 2002, ExxonMobil a employé 73 étudiants dans le cadre d'un programme coopératif; à ce jour, le projet a donné de l'emploi à 299 étudiants.

Dans sa philosophie d'entreprise, ExxonMobil envisage la création d'une main-d'œuvre diversifiée, et tout au long de 2002, le SOEP a continué à encourager les membres des groupes traditionnellement sous-représentés à sortir de l'ombre volontairement. Au plus fort de ses activités en 2002, ExxonMobil et ses sous-traitants comptaient dans leurs effectifs 282 personnes qui s'étaient ainsi fait connaître.

Les investissements en transfert de technologie ayant trait au SOEP ont dépassé 4,1 millions de dollars en 2002. Cette réussite est due en grande partie à l'expérience en génie acquise par des Néo-Écossais grâce à Kvaerner SNC-Lavalin Offshore, entrepreneur dont les services ont été retenus pour la conception technique, l'approvisionnement et la gestion de la construction dans le cadre du projet.

Les tableaux 1 et 2 donnent la répartition du total des dépenses et des emplois du SOEP jusqu'à la fin de 2002. Les tableaux 3 et 4 donnent la répartition des dépenses et des emplois du SOEP pour l'année 2002.

Tableau 1

Dépenses SOEP (millions de dollars) Cumulatif au 31 décembre 2002		
Nouvelle-Écosse	1 142,1	35,9 %
Autres Canadiens	546,3	17,1 %
Étrangers	1 497,1	47,0 %
Total	3 185,5	100 %

Tableau 2

Heures-personnes SOEP (millions d'heures) Cumulatif au 31 décembre 2002		
Nouvelle-Écosse	10,73	56,6 %
Autres Canadiens	2,19	11,5 %
Étrangers	6,04	31,9 %
Total	18,96	100 %

Tableau 3

Dépenses SOEP (millions de dollars) en 2002		
Nouvelle-Écosse	176,7	40,2 %
Autres Canadiens	100,6	22,8 %
Étrangers	162,6	37,0 %
Total	439,9	100,0 %

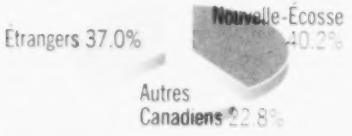
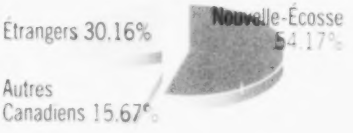


Tableau 4

Heures-personnes SOEP (millions d'heures) en 2002		
Nouvelle-Écosse	0,98	54,17 %
Autres Canadiens	0,29	15,67 %
Étrangers	0,55	30,16 %
Total	1,82	100,00 %



Certains de ces engagements sont :

- un investissement d'environ 10 millions de dollars dans la formation de Néo-Écossais et d'autres Canadiens pour leur permettre d'obtenir des emplois dans l'industrie des hydrocarbures;
- des initiatives précises visant à offrir des possibilités de formation et d'emploi aux personnes et aux groupes défavorisés;
- le transfert de technologie à des Néo-Écossais et à d'autres Canadiens, de même que la planification de la relève pour permettre aux Néo-Écossais et à d'autres Canadiens de remplacer les travailleurs étrangers spécialisés;

Les dépenses totales en recherche et développement dépassent aujourd'hui les 20 millions de dollars, dont plus de 881 000 $ ont été dépensés pendant l'année civile 2002. Pendant la même période, les dépenses sur les plans des études et de la formation se sont élevées à plus de 4 millions de dollars, ce qui a porté le total au delà de 25 millions. En 2002, ExxonMobil a employé 73 étudiants dans le cadre d'un programme coopératif; à ce jour, le projet a donné de l'emploi à 299 étudiants.

Dans sa philosophie d'entreprise, ExxonMobil envisage la création d'une main-d'œuvre diversifiée, et tout au long de 2002, le SOEP a continué à encourager les membres des groupes traditionnellement sous-représentés à sortir de l'ombre volontairement. Au plus fort de ses activités en 2002, ExxonMobil et ses sous-traitants comptaient dans leurs effectifs 282 personnes qui s'étaient ainsi fait connaître.

Les investissements en transfert de technologie ayant trait au SOEP ont dépassé 4,1 millions de dollars en 2002. Cette réussite est due en grande partie à l'expérience en génie acquise par des Néo-Écossais grâce à Kvaerner SNC-Lavalin Offshore, entrepreneur dont les services ont été retenus pour la conception technique, l'approvisionnement et la gestion de la construction dans le cadre du projet.

Les tableaux 1 et 2 donnent la répartition du total des dépenses et des emplois du SOEP jusqu'à la fin de 2002. Les tableaux 3 et 4 donnent la répartition des dépenses et des emplois du SOEP pour l'année 2002.

Tableau 1

Dépenses SOEP (millions de dollars) Cumulatif au 31 décembre 2002		
Nouvelle-Écosse	1 142,1	35,9 %
Autres Canadiens	546,3	17,1 %
Étrangers	1 497,1	47,0 %
Total	3 185,5	100 %

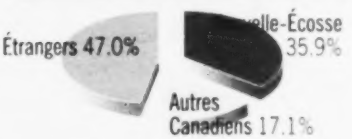


Tableau 3

Dépenses SOEP (millions de dollars) en 2002		
Nouvelle-Écosse	176,7	40,2 %
Autres Canadiens	100,6	22,8 %
Étrangers	162,6	37,0 %
Total	439,9	100,0 %

Tableau 2

Heures-personnes SOEP (millions d'heures) Cumulatif au 31 décembre 2002		
Nouvelle-Écosse	10,73	56,6 %
Autres Canadiens	2,19	11,5 %
Étrangers	6,04	31,9 %
Total	18,96	100 %

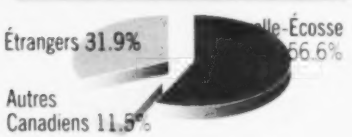
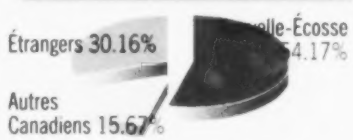


Tableau 4

Heures-personnes SOEP (millions d'heures) en 2002		
Nouvelle-Écosse	0,98	54,17 %
Autres Canadiens	0,29	15,67 %
Étrangers	0,55	30,16 %
Total	1,82	100,00 %



2.2 Deep Panuke

En mars 2002, EnCana a déposé une demande de plan de mise en valeur pour le gisement Deep Panuke. Le gisement a été découvert en 1998 grâce au forage du puits PP3C; il a par la suite été évalué grâce au forage de quatre nouveaux puits et de deux puits déviés. La demande mentionne que le gisement carbonaté renferme 33 milliards de mètres cubes, ou 1,2 billion de pieds cubes, dont 26 milliards de mètres cubes (930 milliards de pieds cubes) seraient produit sur 11 ans. Le débit initial maximum serait de 11,3 millions de mètres cubes (400 millions de pieds cubes) par jour. Il s'agit de gaz sulfureux renfermant 2000 parties par million de sulfure d'hydrogène (H_2S). Le projet prévoit que le gaz sera traité en zone extracôtière et que, exempt de souffre, il sera transporté vers la côte par un pipeline dédié. Six puits de développement étaient planifiés.

En février 2003, le promoteur a demandé la suspension des procédures réglementaires afin de réviser le projet. L'Office lui a alors demandé de présenter son plan révisé au plus tard le 10 décembre 2003. Même si l'examen public du projet a alors été interrompu et la nomination du commissaire révoquée, l'Office a consacré beaucoup de temps, au cours de l'exercice, à l'examen du projet Deep Panuke.

Évaluation environnementale

Une description du projet de mise en valeur du gisement extracôtier de gaz Deep Panuke a été déposée en juillet 2001, ce qui a déclenché le processus fédéral de coordination en vertu de la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale (LCEE). Il a été déterminé que le projet exigeait la préparation d'un rapport d'étude approfondie (REA), c'est-à-dire une évaluation environnementale exhaustive appliquée aux projets complexes, de grande envergure et présentant des risques potentiels pour l'environnement. Au cours de l'exercice, beaucoup de temps a été consacré à l'examen de l'évaluation environnementale sous le régime de la LCEE.

L'Office a coordonné le processus d'examen conformément à la LCEE, et a signé un protocole d'entente avec d'autres autorités responsables (Office national de l'énergie, ministère des Pêches et Océans, Environnement Canada et Industrie Canada) ainsi qu'avec la province de Nouvelle-Écosse et l'Agence canadienne d'évaluation environnementale. Le protocole d'entente stipule que l'Office ne peut pas annoncer d'audiences publiques sur l'examen réglementaire du projet avant que le rapport d'étude approfondie ait été soumis au ministre fédéral de l'Environnement. Le document énonçant la portée de l'étude visée par le REA a été révisé en février 2002 pour refléter les modifications apportées par EnCana à la description du projet.

De vastes consultations publiques ont été tenues tout au long du processus. Le protocole d'entente et la version préliminaire du document énonçant la portée de l'étude ont été publiés pour commentaires publics, tout comme la version préliminaire du rapport d'étude approfondie et le rapport final. Tous les documents et tous les commentaires publics étaient disponibles à neuf sites satellites dans la province et affichés sur le site Web de l'Office.

La version préliminaire du REA a été reçue du promoteur en mars 2002 et a été publiée pour obtenir des commentaires publics écrits. Elle a également été étudiée par les autorités responsables, par les autorités fédérales spécialisées, par la province de Nouvelle-Écosse et par l'Agence canadienne d'évaluation environnementale. Des commentaires écrits ont été reçus de six groupes communautaires et de neuf ministères et organisations du gouvernement. Ces commentaires écrits, comportant plus de mille questions, ont été transmis au promoteur en mai.

Étant donné le grand nombre de commentaires et de questions sur la version préliminaire du REA, il a été convenu que le promoteur soumettrait un addenda au rapport pour traiter des questions soulevées au cours de la période de commentaires. Il a en outre été demandé au promoteur de soumettre à nouveau le REA.

Le REA concernant le projet Deep Panuke a été terminé en novembre 2002. En décembre sur 2002, le ministre fédéral de l'Environnement a déterminé que le projet n'avait pas d'effets négatifs importants et a par conséquent déféré le projet à l'Office, en tant qu'autorité responsable en vertu de la LCEE.

Examen réglementaire

D'autres volets de l'examen réglementaire par l'Office du projet Deep Panuke ont commencé avec le dépôt de la demande de mise en valeur. Un protocole de communication a été élaboré en collaboration avec le promoteur pour assurer des communications ouvertes et transparentes entre l'organisme de réglementation et le promoteur. Pendant le printemps et l'été 2002, l'Office a soumis à EnCana des demandes de clarifications relatives au projet afin d'être en mesure de procéder à un examen détaillé de la demande et de la documentation déposée à l'appui de la demande.

En décembre 2002, en vue de simplifier l'examen public réglementaire du projet Deep Panuke, l'Office a signé un nouveau protocole d'entente avec l'Office national de l'énergie afin de favoriser l'examen public coordonné du projet. Un commissaire de l'OCNEHE et un membre de l'ONE ont donc été désignés pour procéder à l'examen public des demandes relatives au projet au cours d'une seule série d'audiences publiques. C'était la première fois qu'un processus coordonné était utilisé et les deux organismes de réglementation prévoyaient que ce processus faciliterait la participation publique à l'examen réglementaire.

Le commissaire et le membre de l'ONE devaient siéger ensemble et entendre les deux demandes en même temps. Les deux organismes ont adopté des directives conjointes sur les procédures l'OCNEHE a préparé le mandat de son commissaire afin de définir les règles pour l'examen public coordonné. Un secrétariat ayant un bureau à Halifax a été mis en place et les deux séances de consultation publiques ont eu lieu en janvier 2003. Une séance a été tenue à Halifax et l'autre à Guysborough. Les audiences verbales devaient commencer à Halifax le lundi 28 avril 2003. L'examen public coordonné a pris fin, et le bureau du secrétariat a été fermé en mars 2003, après la demande de suspension du processus d'examen réglementaire du projet Deep Panuke déposée par le promoteur.

Retombées économiques

EnCana a déposé sa demande de mise en valeur en mars 2002, et a ensuite soumis un addenda à la fin de novembre. Le plan de retombées économiques du projet Deep Panuke était le volume 3 de la documentation initiale. Le dépôt de la demande de plan de mise en valeur est la première étape du processus réglementaire, mais le plan de retombées économiques doit être approuvé avant que l'Office donne son aval au plan de mise en valeur. Au moment où EnCana a demandé la suspension du processus réglementaire, le plan de retombées économiques était toujours sous étude.

Entre temps, dans son rapport de fin d'année sur les retombées économiques, EnCana a mentionné que les dépenses relatives au gisement Deep Panuke pour 2002 s'élevaient à 44 millions de dollars, dont 29,6 millions, ou 67,3 %, étaient le contenu néo-écossais. Une somme de 5,8 millions de dollars est mentionnée comme constituant un contenu canadien autre que néo-écossais, ce qui donne un contenu canadien total de 70,7 %.

DROITS *ET* RESSOURCES

Le mandat de l'Office comporte l'attribution des droits, la gestion des ressources en hydrocarbures au large des côtes ainsi que la collecte et la distribution de données. L'attribution de titres, ou politique des permis, est fondée sur la Loi fédérale sur les hydrocarbures. L'administration du régime des permis appuie et respecte les buts et les objectifs énoncés dans le plan stratégique de l'Office; elle fait en outre l'objet d'un examen annuel par les gouvernements fédéral et provincial.

3.1 Ressources

Prospection et exploration

Les puits d'exploration ci-dessous ont été achevés au cours de la période visée par le rapport :

- Onondago B-84 Forage commencé 17 nov. 2001 - terminé en mai 2002
- Annapolis B-24 Forage commencé le 26 déc. 2001 - terminé en avril 2002.
- Annapolis G-24 Forage commencé le 17 avril 2002 - terminé en août 2002
- Newburn H-23 Forage commencé le 22 mai 2002 - terminé en août 2002
- Marquis L-35 Forage commencé le 6 juil. 2002.
- Marquis L-35A Forage commencé le 27 août 2002 - terminé en sept. 2002
- Torbrook C-15 Forage commencé le 16 nov. 2002 - terminé en janv. 2003.

L'Office a entrepris de nombreuses évaluations techniques de tous les volets géologiques, géophysiques et pétrophysiques ainsi que des études de gisements quant à ces puits, et il s'est assuré que les plans de forage étaient conformes aux règlements. Ces activités ont comporté des rencontres et des séances d'information aux exploitants, des examens de la documentation soumise et, lorsque cela était approprié, la validation des études techniques de l'Office.

Les puits Newburn, Annapolis et Torbrook sont des puits en eau profonde et le puits Marquis de même que les puits déviés sont des puits de gisement carbonaté sur le plateau. Les données techniques recueillies restent confidentielles.

Les données sur les puits ci-dessous sont devenues disponibles pour publication au cours de la période visée par le rapport :

- Panuke M-79
- Panuke M-79A
- Panuke F-09
- Emma N-03
- Adamant N-97

Le tableau 6 énumère tous les programmes d'activités géophysiques réalisées au cours de l'exercice. Quoique les activités géophysiques couvrent une grande variété de programmes, chacun comporte une définition et un objectif. Les sondages réalisés avant le forage de puits aident à déterminer les conditions du sous-sol jusqu'à une profondeur de plusieurs centaines de mètres et à repérer les dangers potentiels. Des sondages similaires du fond marin sont faits pour planifier le tracé des gazoducs et les sites de production.

Les études géotechniques comportent des travaux sur place ou en laboratoire pour déterminer les propriétés physiques des échantillons extraits du fond marin ou du sous-sol. Les activités géophysiques sont les travaux de mesurage indirect, principalement à l'aide de sons, des propriétés physiques des roc pour déterminer la profondeur, l'épaisseur, la configuration

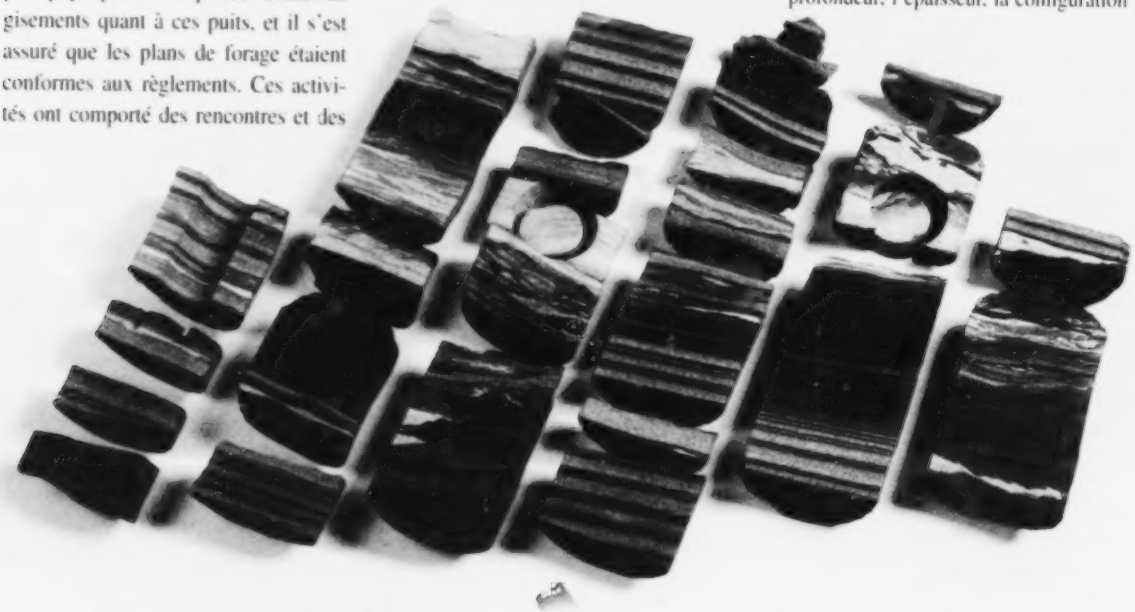


Tableau 6 : Programmes d'études géophysiques pour la période visée par le rapport 2002-2003

No du programme	Exploitant	Type d'opération	Date de début	Remarques
NS26-C146-02E	Canadian Superior Energy Inc.	Géotechnique	21 avr. 02	Terminé : 22 avr. 02
NS26-E40-01E	ExxonMobil Canada Properties	Relevé de site	21 oct. 02	Terminé : 03 nov. 02
NS26-E40-02E	ExxonMobil Canada Properties	Géotechnique	09 avr. 02	Terminé : 21 avr. 02
NS24-E43-01E	EnCana Corporation	3D	12 juin 02	Terminé : 07 juil. 02
NS26-E43-01E	EnCana Corporation	Géotechnique et géophysique	13 mai 02	Terminé : 18 mai 02
NS26-E43-02E	EnCana Corporation	Relevé de site	30 sept. 02	Terminé : 12 oct. 02
NS26-E44-01E	El Paso Canada Pipeline	Géotechnique	03 juil. 02 07 oct. 02	Terminé : 08 août 02 Terminé : 27 oct. 02
NS24-G05-07P	Geophysical Services Inc.	2D	22 juil. - 02 nov. 02	Exécution suspendue : 07 août 02
NS41-J34-01P	Jacques Whitford Environment Ltd.	Étude environnementale	14 août 02	Terminé : 25 sept. 02
NS24-T63-02P	TGS NOPEC Geophysical	2D Reprise :	21 mai 02 21 nov. 02	suspendue : 27 oct. 02 suspendue : 04 déc. 02
NS26-P92-01E	EnCana Corporation	Géotechnique	22 avr. 02	Terminé : 1 mai 02

structurale ou l'historique des dépôts. Certains sondages géophysiques sont effectués en eaux peu profondes tandis que d'autres examinent des milliers de mètres de sédiments et sont faits à l'aide de méthodes magnétiques, gravimétriques ou électriques. Les sondages en deux dimensions, aussi appelés sondages 2-D, permettent de recueillir des données sur une série de lignes uniques alors que les données recueillies grâce aux sondages en trois dimensions, ou sondages 3-D, consistent en données sur des lignes qui se recoupent pour former une grille.

Les études environnementales consistent en une évaluation des éléments physiques, chimiques et biologiques des terres, des océans et des zones côtières, notamment des vents, des vagues, des marées, des courants, des précipitations, des icebergs et de leur mouvement, de la pollution, des effets des activités, de la flore, de la faune ainsi que des activités et de l'occupation humaines. En règle générale, les résultats de ces programmes sont soumis en même temps que les données sur l'abandon des puits; par contre, des rapports similaires sont déposés chaque année, conformément aux règlements sur la production et la conservation des hydrocarbures.

Évaluation de la ressource

Le rapport « Hydrocarbon Potential of the Deep-Water Scotian Slope » (sur le potentiel en hydrocarbures de la plate-forme Scotian) a été terminé pendant l'été 2002. Les conclusions ont été étudiées à l'interne et avec l'Office national de l'énergie, Ressources naturelles Canada et le ministère néo-écossais de l'Énergie. Le rapport de 111 pages a par la suite été publié sur le site Web de l'Office (www.cnsopb.ns.ca).

L'évaluation a porté sur deux sujets principaux : une évaluation du bassin géologique suivie d'une évaluation numérique. L'évaluation du bassin se fonde sur l'interprétation de quelque 30 000 kilomètres de sismiques récents. Douze thèmes ont été relevés où l'on trouve les diverses configurations de réservoirs ainsi que des formations de sels caractéristiques. La répartition des réservoirs a été extrapolée à partir des données antérieures sur les puits de la plate-forme Scotian et à des données d'ensemble analogues sur le circumatlantique. Le potentiel de la roche mère a été modélisé à plusieurs sites le long de la plate-forme.

Des évaluations distinctes ont été faites à l'interne pour les 12 thèmes analysés à l'aide de la méthodologie des probabilités. Les résultats comportaient des valeurs pour le gaz, les liquides du gaz, le pétrole et les gaz associés. Les systèmes pétroliers de la plate-forme n'ont pas encore été prouvés; par conséquent, les résultats de l'évaluation sont divisés en deux catégories : la première comporte une hypothèse de risque géologique qui est absente de la seconde.

Tableau 7 : Évaluation des ressources de la plate-forme Scotian

Catégorie	Gaz (Billions de pieds cubes)	Pétrole (Milliards de barils)
Réserves récupérables auxquelles :	Min - Moy - Max	Min - Moy - Max
- aucun facteur de risque n'a été appliqué	31 - 41 - 53	3 - 5 - 6
- un facteur de risque a été appliqué	5 - 15 - 28	0 - 2 - 3

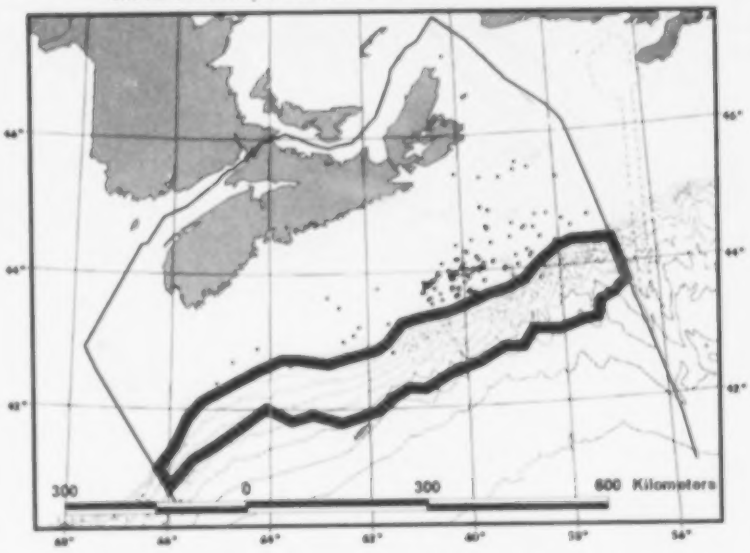
En termes simples, les résultats prédisent un potentiel de 15 à 41 billions de pieds cubes de gaz et de 2 à 5 milliards de barils de pétrole. Les équivalents métriques sont de 430 à 1164 milliards de mètres cubes de gaz et de 264 à 744 millions de mètres cubes de pétrole. Essentiellement, cette évaluation représente le double des ressources estimées du bassin Scotian au large de la Nouvelle-Écosse, et elle aidera l'Office à s'acquitter de ses responsabilités administratives.

Surveillance des projets

L'Office surveille les activités de développement pour assurer la conservation maximale des ressources et la conformité aux règlements. Actuellement, en ce qui a trait au projet énergétique extracôtier Sable, il s'agit de la surveillance de la production et du rendement des réservoirs, de communications régulières avec l'exploitant et de l'examen de toutes les demandes d'autorisation d'activités du point de vue de la conservation de la ressource. Des études techniques ont été faites, au besoin, pour obtenir une validation indépendante des propositions et des activités.

Le volet relatif à la conservation de la ressource et le volet économique de la demande de mise en valeur du gisement Deep Panuke ont été examinés et clarifiés avec le promoteur du projet. Des évaluations indépendantes du projet ont été faites à l'interne pour examiner et valider le plan. Les travaux n'étaient pas terminés au moment où l'examen réglementaire a été suspendu à la demande du promoteur et le tout sera tenu à jour et révisé tout au long de la période de suspension.

Tableau 8 : Zone extracôtière en eau profonde dont les ressources en hydrocarbures ont été évaluées par l'OCNEHE en 2002



Lignes directrices

Lignes directrices sur l'acquisition de données

Au cours de la dernière année, l'OCNEHE et l'OCTNHE ont collaboré à la mise à jour des lignes directrices communes sur l'acquisition de données pour la production de rapports sur les évaluations de puits, de gisements et de champs gaziers et pétrolifères des régions extracôtières de Terre-Neuve et de la Nouvelle-Écosse, lesquelles ont été publiées en juin 1999. Le document révisé a été mis à la disposition du public pour examen et commentaires à l'été 2002, et a entraîné de nombreux commentaires de l'industrie. Les commentaires ont été étudiés par les Offices et des modifications importantes ont été apportées aux lignes directrices. Il est actuellement prévu que la version finale sera présentée à chaque Office pour approbation et publication en mai 2003.

3.2 Gestion des titres

Registre public des titres et participations

Comme le stipulent les lois de mise en œuvre de l'Accord, l'Office tient un registre public de toutes les participations inscrites en zone extracôtière et de tous les documents. Le régime d'enregistrement s'est avéré satisfaisant tout au long de l'exercice 2002-2003, compte tenu de l'augmentation des activités en matière de transferts d'intérêts. Certains renseignements apparaissant au registre sont ajoutés au site Web de l'Office pour en faciliter l'accès.

Participations et permis d'exploration

À la fin l'exercice, on comptait 57 permis d'exploration actifs représentant des engagements de plus de 1,5 milliard de dollars.

La durée d'un permis de prospection est de neuf années, divisée en deux périodes consécutives appelées période 1 et péri-

ode 2. La période 1 est, d'une durée de cinq ans, commence à la date d'entrée en vigueur du permis; elle peut être prolongée d'un an si le forage d'un puits est commencé ou si un dépôt de forage est versé avant la fin de la cinquième année. Si un puits de validation est foré, la période 2, soit les quatre années restantes de la durée du permis d'exploration, suit immédiatement la fin de la période 1.

La période 1 du permis d'exploration 2357 a expiré le 30 juin 2002. Le permis a été prolongé pour la période 2 étant donné le forage du puits Grand-Pre G-08. Le permis d'exploration 2358 a expiré le 31 décembre 2002, à la fin de la période 1 et n'a pas été prolongé pour la période 2. Le permis d'exploration 2363 a été abandonné le 13 janvier 2003.

Un dédommagement au montant de 23 650 $ a été versé pour le PE2358 et un autre de 235 745 $ a été versé pour le PE2363. Ces sommes ont été transférées au compte du receveur général du Canada.

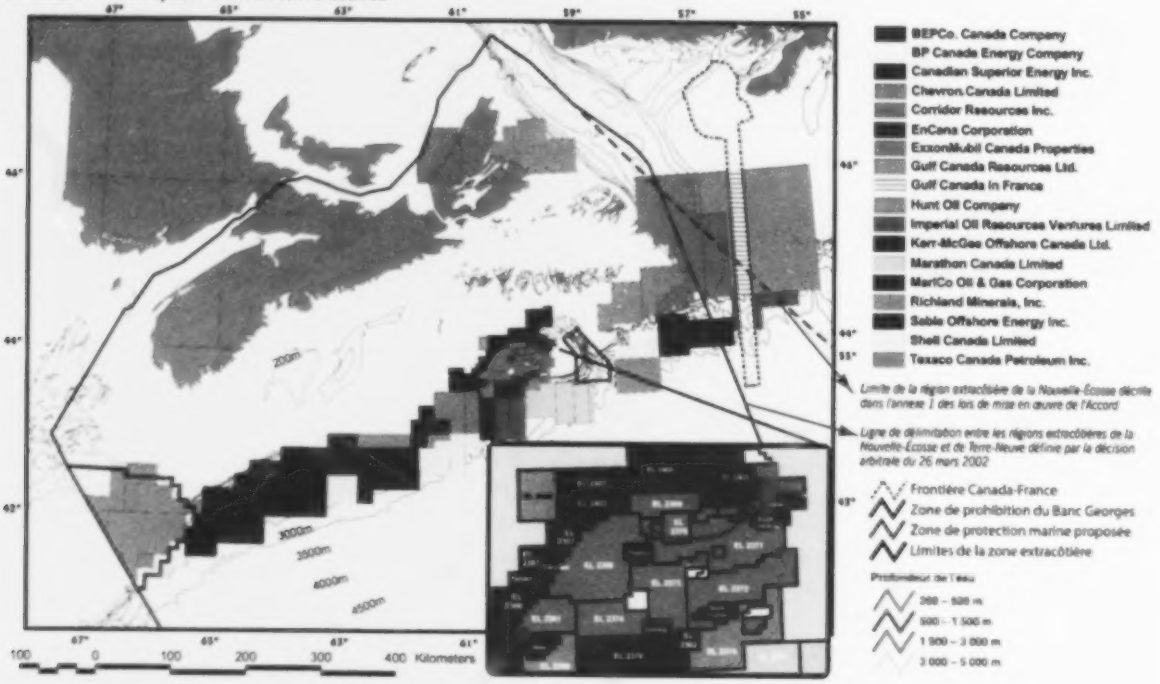
Il y a eu augmentation des activités d'examen et d'approbation des demandes de dépenses autorisées dans le cadre de divers permis d'exploration. Conformément aux modalités du permis d'exploration, les loyers doivent être payés d'avance, chaque année, au taux de 2,50 $ par hectare pour chaque année de la période 2. Les sommes versées à cet égard peuvent être remboursées sur demande, à hauteur des dépenses admissibles approuvées encourues pendant la période 2. Le défaut de payer le loyer entraîne l'annulation du permis d'exploration.

Au cours de l'exercice visé, le total des loyers perçus et déposés au compte du receveur général du Canada s'est élevé à 218 005,00 $.

Le tableau ci-dessous est une liste des permis d'exploration actifs à la fin de l'exercice. Ils couvrent une superficie totale de 7 497 874 hectares.

No du PE	Date d'entrée en vigueur	Représentant	Engagement
2356	1er jan 96	ExxonMobil Canada Properties	86 388 659.97 $
2357	1er juil 97	EnCana Corporation	2 313 288 $
2359	1er juil 98	Chevron Canada Limited	66 667 000 $
2360	1er juil 98	EnCana Corporation	8 291 888 $
2361	1er juil 98	ExxonMobil Canada Properties	9 563 150 $
2362	1er juil 98	MariCo Oil & Gas Corporation	1 720 000 $
2364	1er juil 98	Hunt Oil Company	2 165 000 $
2365	1er juil 98	Hunt Oil Company	2 165 000 $
2366	1er jan 99	ExxonMobil Canada Properties	3 256 000 $
2367	1er jan 99	EnCana Corporation	1 320 756 $
2368	1er juil 99	Corridor Resources Inc.	1 052 520 $
2369	1er juil 99	ExxonMobil Canada Properties	70 056 110 $
2370	1er juil 99	ExxonMobil Canada Properties	10 013 375 $
2371	1er juil 99	ExxonMobil Canada Properties	47 030 057 $
2372	1er juil 99	ExxonMobil Canada Properties	55 015 185 $
2373	1er juil 99	ExxonMobil Canada Properties	7 837 266 $
2374	1er juil 99	ExxonMobil Canada Properties	2 005 322 $
2375	1er juil 99	Richland Minerals, Inc	1 210 951 $
2376	1er juil 99	EnCana Corporation	71 623 566 $
2377	1er juil 99	Marathon Canada Limited	93 256 756 $
2378	1er juil 99	Imperial Oil Resources Ventures Limited	71 134 815 $
2379	1er juil 99	Imperial Oil Resources Ventures Limited	28 865 184 $
2380	1er juil 99	EnCana Corporation	1 239 895 $
2381	1er juil 99	Shell Canada Limited	23 303 666 $
2382	1er juil 99	Shell Canada Limited	68 555 664 $
2383	1er juil 99	Kerr-McGee Offshore Canada Ltd.	5 100 000 $
2384	1er juil 99	EnCana Corporation	8 157 735 $
2385	1er juil 99	Shell Canada Limited	2 119 679 $
2386	1er juil 99	Kerr-McGee Offshore Canada Ltd.	24 888 888 $
2387	1er jan 00	EnCana Corporation	4 856 746 $
2388	1er jan 00	Richland Minerals, Inc	2 225 600 $
2389	1er jan 00	EnCana Corporation	15 389 712 $
2390	1er jan 00	EnCana Corporation	8 347 986 $
2391	1er jan 00	Richland Minerals, Inc	1 620 600 $
2392	1er jan 00	Richland Minerals, Inc	1 620 600 $
2393	1er jan 00	Kerr-McGee Offshore Canada Ltd.	1 500 000 $
2394	1er jan 00	EnCana Corporation	1 331 919 $
2395	1er jan 00	EnCana Corporation	13 279 856 $
2396	1er jan 00	Kerr-McGee Offshore Canada Ltd.	6 100 000 $
2397	1er jan 00	EnCana Corporation	4 911 865 $
2398	1er jan 01	Kerr-McGee Offshore Canada Ltd.	27 203 000 $
2399	1er jan 01	Kerr-McGee Offshore Canada Ltd.	20 639 000 $
2400	1er jan 01	Richland Minerals, Inc	2 110 000 $
2401	1er jan 01	Canadian Superior Energy Inc.	5 125 800 $
2402	1er jan 01	Canadian Superior Energy Inc.	22 575 000 $
2403	1er jan 01	BP Canada Energy Company	97 776 000 $
2404	1er jan 01	Kerr-McGee Offshore Canada Ltd.	13 120 000 $
2405	1er jan 01	Richland Minerals, Inc	3 210 000 $
2406	1er jan 02	Canadian Superior Energy Inc.	41 250 000 $
2407	1er jan 02	BEPCo. Canada Company	6 742 000 $
2408	1er jan 02	EnCana Corporation	10 515 951 $
2409	1er jan 02	Canadian Superior Energy Inc.	15 510 000 $
2410	1er jan 02	Marathon Canada Limited	176 694 282 $
2411	1er jan 02	Marathon Canada Limited	193 621 590 $
2412	1er jan 02	Richland Minerals, Inc.	4 283 650 $
2413	1er jan 02	Richland Minerals, Inc.	2 713 650 $
2414	1er jan 02	EnCana Corporation	75 856 789 $
TOTAL			**1 556 448 973 $**

Tableau 9 : Participations extracôtière actives



Participations - Permis de découvertes importantes

Une attestation de découverte importante est une participation intermédiaire visant à préserver les droits de l'explorateur pendant la période qui va de la première découverte à la production éventuelle. Une attestation de découverte importante a une durée indéfinie. Il y a actuellement, 33 attestations de découvertes importantes au large de la Nouvelle-Écosse en vigueur, pour une superficie totale de 87 109 hectares.

Participations - Permis de production

Les droits de production sont octroyés par la délivrance d'un permis de production. Ce permis peut être délivré à l'égard de toute portion de la zone extracôtière faisant l'objet d'une découverte exploitable. Une découverte exploitable est un gisement dont il est démontré qu'il renferme des réserves suffisantes pour justifier les investissements de capitaux et de travaux nécessaires pour en faire l'exploitation. Le titulaire d'un permis de production doit être une société canadienne. Un permis de production est émis pour une durée de 25 ans, mais cette durée peut être prolongée si la production commerciale se poursuit ou s'il est vraisemblable qu'elle reprenne. Il y a actuellement six permis de production en vigueur pour des zones au large de la Nouvelle-Écosse, et ils couvrent une superficie totale de 24 545 hectares.

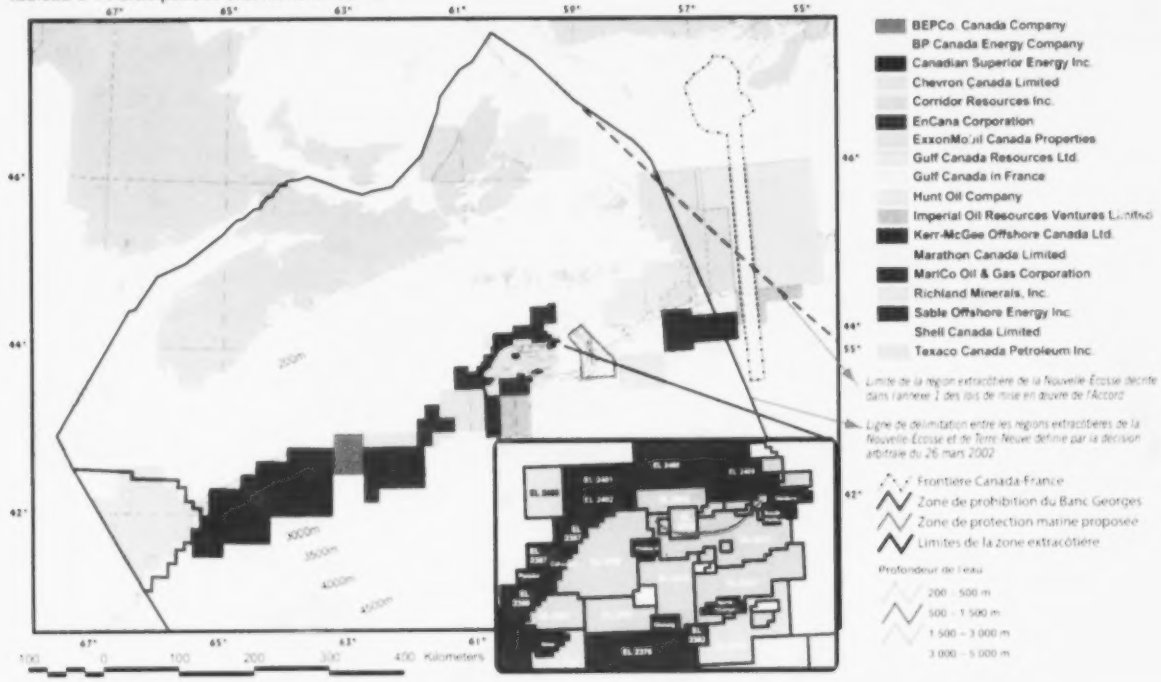
Permis de prospection

Deux blocs de permis de prospection pour des secteurs au sud-ouest et au nord-est de la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse ont été délivrés en vertu d'une loi qui a depuis lors été remplacée. Avant que des activités de forage puissent être entreprises dans ces secteurs, les permis doivent être convertis en permis d'exploration. Les lois de mise en œuvre de l'Accord exigent que l'Office et les titulaires de permis négocient de nouvelles modalités pour les permis d'exploration à être délivrés.

Les permis pour la région au sud-ouest du Banc Georges font l'objet d'un moratoire qui doit durer au moins jusqu'au 31 décembre 2012.

Les permis délivrés pour le secteur nord-ouest chevauchent la ligne de démarcation entre les provinces de la Nouvelle-Écosse et de Terre-Neuve ainsi qu'une zone à proximité du territoire français des îles Saint-Pierre et Miquelon. Le différend qui opposait la Nouvelle-Écosse à Terre-Neuve et au Labrador a été réglé par un comité d'arbitrage. Le tribunal a rendu sa décision en mars 2002, et les nouvelles limites laissent 19 permis d'exploration, y compris des parties de permis, dans la région extracôtière de la

Tableau 9 : Participations extracôtière actives



Participations - Permis de découvertes importantes

Une attestation de découverte importante est une participation intermédiaire visant à préserver les droits de l'explorateur pendant la période qui va de la première découverte à la production éventuelle. Une attestation de découverte importante a une durée indéfinie. Il y a actuellement, 33 attestations de découvertes importantes au large de la Nouvelle-Écosse en vigueur, pour une superficie totale de 87 109 hectares.

Participations - Permis de production

Les droits de production sont octroyés par la délivrance d'un permis de production. Ce permis peut être délivré à l'égard de toute portion de la zone extracôtière faisant l'objet d'une découverte exploitable. Une découverte exploitable est un gisement dont il est démontré qu'il renferme des réserves suffisantes pour justifier les investissements de capitaux et de travaux nécessaires pour en faire l'exploitation. Le titulaire d'un permis de production doit être une société canadienne. Un permis de production est émis pour une durée de 25 ans, mais cette durée peut être prolongée si la production commerciale se poursuit ou s'il est vraisemblable qu'elle reprenne. Il y a actuellement six permis de production en vigueur pour des zones au large de la Nouvelle-Écosse, et ils couvrent une superficie totale de 24 545 hectares.

Permis de prospection

Deux blocs de permis de prospection pour des secteurs au sud-ouest et au nord-est de la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse ont été délivrés en vertu d'une loi qui a depuis lors été remplacée. Avant que des activités de forage puissent être entreprises dans ces secteurs, les permis doivent être convertis en permis d'exploration. Les lois de mise en œuvre de l'Accord exigent que l'Office et les titulaires de permis négocient de nouvelles modalités pour les permis d'exploration à être délivrés.

Les permis pour la région au sud-ouest du Banc Georges font l'objet d'un moratoire qui doit durer au moins jusqu'au 31 décembre 2012.

Les permis délivrés pour le secteur nord-ouest chevauchent la ligne de démarcation entre les provinces de la Nouvelle-Écosse et de Terre-Neuve ainsi qu'une zone à proximité du territoire français des îles Saint-Pierre et Miquelon. Le différend qui opposait la Nouvelle-Écosse à Terre-Neuve et au Labrador a été réglé par un comité d'arbitrage. Le tribunal a rendu sa décision en mars 2002, et les nouvelles limites laissent 19 permis d'exploration, y compris des parties de permis, dans la région extracôtière de la

Nouvelle-Écosse. Au cours de consultations avec des représentants des gouvernements fédéral et provinciaux et avec l'Office Canada - Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers (OCTNHE), une stratégie et un cadre de négociation de nouveaux permis destinés à remplacer les permis de prospection ont été décidés en septembre 2002. Les négociations ont commencé en novembre 2002 et se poursuivent.

Attribution des droits

Une partie du mandat de l'Office est l'attribution des droits, ce que l'on appelle généralement le processus de délivrance des permis. La gestion des droits, ou politique d'attribution des permis, se fonde sur la Loi fédérale sur les hydrocarbures. L'administration par l'Office du régime des permis appuie et respecte les buts et les objectifs énoncés dans le plan stratégique de l'Office; elle fait en outre l'objet d'un examen annuel par les gouvernements fédéral et provincial.

Le processus de délivrance d'un permis d'exploration commence au moment de la désignation. En tout temps au cours de l'année, l'industrie peut désigner des parcelles en zone extracôtière en vue d'exploration éventuelle. Il y a actuellement deux régions où aucune désignation ne sera acceptée : la zone du banc Georges faisant l'objet d'un moratoire et la réserve écologique marine potentielle appelée « gully de l'île de Sable ».

Le personnel de l'Office étudie les parcelles désignées les 31 mars et 30 septembre de chaque année pour déterminer si elles doivent être visées par un futur appel d'offres. L'Office a terminé l'examen des désignations reçues jusqu'au 31 mars 2002 et a décidé, à la suite de cet examen, de ne pas faire d'appel d'offres en juin 2002.

Le 30 septembre 2002, l'Office a examiné les désignations reçues et a alors décidé qu'il ne conviendrait pas de lancer un appel d'offres concernant les parcelles désignées avant qu'une évaluation environnementale ait été réalisée et que la zone marine protégée aux environs du gully de l'île de Sable soit mieux définie.

Redevances

Pendant l'exercice, l'Office a reçu, au nom des gouvernements, des redevances au montant de 10 222 925,12 $ pour la production réalisée par Sable Offshore Energy Inc. en vertu des permis 2903 (Venture), 2904 et 2905 (Thebaud) et 2906 (North Triumph). Ces sommes ont été transmises au Receveur général du Canada, conformément au Royalty Collection and Administration Agreement (entente sur la perception et la gestion des redevances) signé par l'Office, le gouvernement fédéral et la Nouvelle-Écosse.

Depuis le début de la production d'hydrocarbures au large de la Nouvelle-Écosse en juin 1992, des redevances de 52 594 632,55 $ ont été remises au receveur général du Canada, dont 29 752 489,60 $ reçus au cours des trois derniers exercices relativement à la production du SOEP.

3.3 Archives de données, centre de stockage des données et des échantillons et laboratoires

Les archives, le laboratoire et l'entrepôt des carottes (échantillons prélevés) de l'Office sont des installations publiques qui fournissent des services et des renseignements d'ordre géologique et géophysique sur la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse. L'historique des puits et les rapports géologiques, géophysiques ainsi que les rapports sur les sondages y sont archivés. Tous les échantillons souterrains recueillis lors des forages de prospection et de reconnaissance dans la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse y sont aussi conservés.

Ce sont surtout l'industrie, les entreprises de forage et de service ainsi que les organisations scientifiques et gouvernementales qui consultent les rapports et étudient les échantillons.

Au cours de la période visée par le rapport, l'industrie, représentée par 29 sociétés nationales, internationales et locales d'exploration et de production d'hydrocarbures a généré 63 pour cent des activités du centre. Les entreprises de forage et de service ont compté pour 20 pour cent de l'utilisation des installations tandis que le gouvernement et le monde universitaire représentent 17 pour cent.

Les données sismiques recueillies en 2002 représentent 6 449,87 kilomètres de données en 2D et 450,04 kilomètres carrés de données en 3D. Il s'agit d'une baisse importante par rapport aux niveaux de 2001 : 12 960,84 km de données en 2D et 4 807,70 kilomètres carrés de données en 3D.

SANTÉ, SÉCURITÉ *ET* OPÉRATIONS

Le mandat de l'Office comporte également des activités de surveillance et de promotion de la santé et la sécurité des travailleurs en zone extracôtière.

La croissance de l'Office signifie qu'il doit continuellement évaluer son fonctionnement et déterminer si sa structure est la bonne pour assurer l'application d'un régime réglementaire efficace. Par conséquent, au cours du dernier exercice financier, la division de la santé, de la sécurité et de l'environnement a été restructurée et la section de l'environnement est devenue autonome. Les fonctions relatives à la santé et à la sécurité ont été transférées à la division des opérations pour permettre une meilleure coordination des activités quotidiennes. Par ailleurs, l'Office est mieux équipé pour s'occuper rapidement du nombre croissant d'autorisations d'exploitation tout en procédant à des examens approfondis et rapides des demandes de l'industrie. L'Office peut donc s'acquitter efficacement de ses responsabilités.

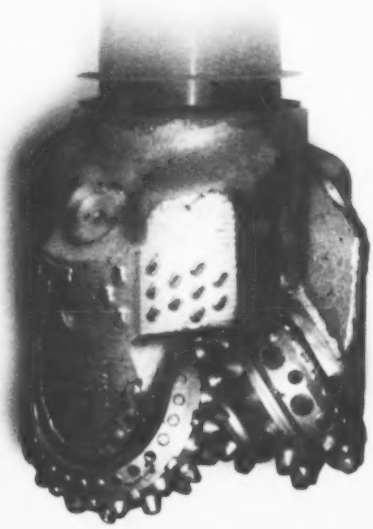
4.1 Activités extracôtières

Les activités extracôtières se sont poursuivies à un rythme proche de celui des deux années précédentes. Le tableau ci-dessous présente un sommaire des activités approuvées par l'Office pour la période visée par le rapport et donne, à des fins de comparaison, les chiffres des deux exercices précédents, 2000 et 2001.

Tableau 10 - Demandes d'autorisation de travaux

Activité	Nombre de demandes approuvées		
	2002/03	2001/03	2000/01
Forage			
Programmes de forage autorisés	3	2	2
Permission de forer un puits	8[a]	6	6
Études géophysiques, géotechniques et géochimiques			
Sismiques	3	9[c]	6
Études du fond marin, études benthiques, évaluations géotechniques	6[b]	5	4
Levés aéromagnétiques	0	0	1
Études géochimiques	0	0	1
Études du tracé de pipelines	2	2	0
Installations			
Pipeline entre gisements	1	0	0
Plongée			
Programmes de plongée autorisés	1	2	1
Totaux	**24**	**26**	**21**

Remarques :
a. Sept puits et un puits de déviation.
b. Comprend une prorogation d'une autorisation de travail accordée en 2001.
c. Les travaux associés à deux des programmes de sismiques autorisés n'ont pas été faits.



Forages de reconnaissance

Cinq exploitants ont foré des puits d'exploration au cours de l'exercice écoulé.

Sur la plate-forme Scotian, Shell Canada a terminé le forage du puits Onondaga B-84 en utilisant la plate-forme autoélévatrice Galaxy II. En outre, Canadian Superior a foré le puits de reconnaissance Marquis L-35 et un puits de déviation (Marquis L-35A), à l'aide de la plate-forme autoélévatrice Rowan Gorilla V.

L'exploration en eau profonde s'est poursuivie pendant l'année : Marathon Canada a terminé le forage du puits Annapolis B-24 et a foré le puits Annapolis G-24 en faisant appel au navire de forage West Navion. Deux autres puits de reconnaissance en eau profonde ont également été forés au cours de l'année : Newburn H-23, par ChevronTexaco, à l'aide du navire de forage Deep Water Millenium, et le puits Torbrook C-15, foré par EnCana. Ce dernier puits était d'ailleurs le premier foré à l'aide de la plate-forme semisubmersible Eirik Raude, construite et mise en service l'automne dernier par Halifax Shipyards.

Le travail au puits Annapolis G-24 a été suspendu à la fin du forage, et les quatre autres puits de reconnaissance ont été abandonnés. Les données techniques sur ces puits resteront confidentielles pendant les deux années qui suivent la date à laquelle ils ont été fermés.

Programmes géophysiques et géotechniques

Onze études géophysiques et géotechniques ont été approuvées pendant la période visée par le rapport. Il s'agit de sismiques, d'études d'emplacement de puits et de tracé de pipelines.

Les études du tracé de pipelines ont été réalisées par EnCana et El Paso Canada Pipeline. EnCana a procédé à une étude additionnelle du tracé de pipelines sur environ 35 kilomètres pour des modifications identifiées au tracé planifié pour le pipeline associé à la proposition de projet de mise en valeur du gisement Deep Panuke. El Paso a fait des études sur environ 3600 kilomètres pour déterminer des tracés convenables pour sa conduite d'amenée qui doit commencer aux alentours de l'île de Sable et se rendre jusqu'à un emplacement sur la côte sud-ouest de la Nouvelle-Écosse, et pour le pipeline d'exportation qui doit commencer à un site sélectionné sur la côte sud-ouest de la Nouvelle-Écosse et se rendre à un lieu de réception au New Jersey ou dans l'état New York, aux États-Unis.

4.2 Lignes directrices

Normes communes pour les lignes directrices sur les mesures

L'OCNEHE a coordonné l'élaboration de la version préliminaire de lignes directrices sur les mesures, en collaboration avec l'OCTNHE. Ces lignes directrices portent sur la conception, la construction et l'intégration de systèmes de mesures qui doivent être approuvés par le délégué à l'exploitation, conformément au Règlement sur la production et la rationalisation de l'exploitation des hydrocarbures dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse. En novembre 2002, la version préliminaire des lignes directrices a été transmise aux parties intéressées et affichée sur le site Web de l'OCNEHE pour commentaires. Les commentaires reçus sont actuellement étudiés.

Version préliminaire des lignes directrices sur le signalement des incidents

Les lignes directrices sur le signalement des incidents donnent des directives relativement aux devoirs généraux et aux prescriptions des règlements portant spécifiquement sur le signalement des incidents mettant en cause la santé et la sécurité ainsi que les incidents touchant l'environnement qui se produisent dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse. La version préliminaire des lignes directrices est disponible pour commentaires et il est prévu que les lignes directrices seront officiellement adoptées par l'Office à la fin de 2003.

4.3 Santé et sécurité

L'Office continue de jouer son rôle d'organisme de réglementation, conformément aux lois de mise en œuvre de l'Accord, aux règlements pertinents et aux exigences en matière de santé et sécurité au travail. Au cours de l'année dernière, l'Office a participé à de longues consultations avec le gouvernement en vue d'apporter des modifications aux lois sur la santé et la sécurité au travail en zone extracôtière. Les exigences de l'Office en matière de santé et de sécurité sont toujours en place; elles constituent des directives pour les exploitants et protègent les travailleurs jusqu'à ce que les modifications législatives soient adoptées. Ces exigences ont été mises en place en 2000 et elles sont une condition de toutes les activités autorisées par l'Office.

Compte tenu des tendances nationales et internationales et en réponse aux vérifications et aux enquêtes, des efforts ciblés ont été faits pour jeter la lumière sur les attentes en matière de réglementation et pour mieux sensibiliser l'industrie :

- aux systèmes de sécurité pour les services impartis ou demandés en sous-traitance;
- au dégagement, à l'évacuation et au sauvetage;
- à la sécurité inhérente (y compris les facteurs humains) à la conception des installations;
- à la sélection, à l'entretien et à l'utilisation d'équipement personnel de sécurité.

L'Office poursuit ses travaux sur des lignes directrices relatives à divers sujets ayant trait à la santé et à la sécurité. Certaines de ces initiatives ont été retardées en prévision des directives gouvernementales sur les dispositions en matière de santé et de sécurité au travail (SST) en zone extracôtière de l'Accord et du nouveau règlement planifié sur la SST. Le travail d'élaboration d'autres lignes directrices, par exemple les lignes directrices sur le signalement des incidents et sur les certificats de conformité se poursuit et tire à sa fin.

En septembre 2002, l'Office a été l'hôte, à Halifax, de l'International Regulators Forum (IRF). L'IRF regroupe des cadres supérieurs de divers organismes de réglementation en matière de santé et de sécurité pour l'industrie des hydrocarbures extracôtiers; ces spécialistes venaient des États-Unis, de Norvège, du Royaume Uni, des Pays-Bas, d'Australie, du Brésil, de Nouvelle-Zélande et du Canada.

La rencontre a été une excellente occasion de faire connaître les pratiques respectives en matière de réglementation et de discuter des projets et des enjeux ayant trait à la santé et à la sécurité en zone extracôtière. L'Office est membre actif de ce groupe depuis plusieurs années et il tire parti tant des réunions annuelles que des contacts établis pour discuter de questions de réglementation tout au long de l'année.

Rapports d'incidents

Les règlements pris en application des lois de mise en œuvre de l'Accord énoncent les exigences en matière de signalement des incidents qui ont une incidence sur la sécurité en milieu de travail. Un incident qui a l'une des conséquences ci-dessous doit être *immédiatement* signalé à l'Office :

1. blessure invalidante;
2. déversement dans l'environnement;
3. incident causant des dommages importants;
4. utilisation des protocoles d'urgence;
5. risque grave qui, dans des circonstances différentes, pourrait avoir eu l'une des conséquences ci-dessus.

Au cours de l'exercice écoulé, l'Office a répondu à 41 incidents en matière de santé et de sécurité et en a fait le suivi. Dans tous les cas, l'Office s'est assuré que les mesures avaient été prises pour comprendre les causes de l'incident et pour améliorer les systèmes de gestion en matière de santé et de sécurité au travail afin d'éviter que les incidents se reproduisent. Les agents de l'Office ont mené six enquêtes sur des incidents ayant trait à la santé et à la sécurité, notamment des incidents mettant en cause :

- le fait de soulever des objets et l'ergonomie;
- la violence en milieu de travail;
- l'entretien préventif du matériel d'office;
- la crainte de représailles relativement à des questions de sécurité;
- l'interface entre les navires et les installations;
- les systèmes de gestion ayant trait aux permis de travail.

Des données sommaires sur tous les types d'incidents sont publiées dans un rapport annuel soumis à l'Office par les exploitants. L'Office examine les renseignements contenus dans les rapports les conclusions des enquêtes internes, les tendances nationales et internationales, les commentaires des agents et des travailleurs ainsi que d'autres sources pour comprendre les tendances en matière de sécurité dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse. L'Office est convaincu que ce n'est que si l'on comprend bien les risques associés aux activités et, par conséquent, les risques pour les travailleurs, qu'il est possible d'établir des priorités dans les efforts de réglementation et d'orienter ces efforts de manière efficace et efficiente.

Statistiques sur les blessures

Au cours des exercices précédents, l'Office colligeait des données sur les accidents entraînant des pertes de temps ou l'allégement de la tâche ou qui exigeaient des soins médicaux et des premiers soins. En 2002, l'Office n'a signalé aucune blessure avec perte de temps, et il a été décidé de fusionner les données et de rendre les données sur les blessures conformes aux définitions prescrites par règlement de « blessures invalidantes » et de « blessures légères ». Une blessure invalidante est une blessure qui empêche un employé de s'acquitter des tâches normales de son poste. Par conséquent, les blessures invalidantes englobent les blessures entraînant des arrêts de travail et les blessures à la suite desquelles le travailleur exécute des tâches allégées. Les données historiques de 1998 à 2001 figurant dans le tableau 11 ont été ajustées en fonction de cette nouvelle définition.

En 2002, comme le montre le tableau 11, 2 217 414 heures-personnes ont été travaillées sous l'autorité de l'Office dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse. Pendant cette période, 14 blessures invalidantes et 138 blessures légères ont été subies. Ces chiffres permettent d'établir que le taux de blessures invalidantes dans la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse était de 1,27 par tranche de 200 000 heures-personnes.

Même si ce chiffre est relativement faible par rapport à d'autres secteurs de l'industrie, il représente une augmentation du nombre de blessures invalidantes subies au travail comparativement à l'exercice précédent. Par conséquent, les ressources de l'Office ont été utilisées pour déterminer les causes communes de ces blessures invalidantes et pour faire en sorte que des changements ciblés soient apportés là où des améliorations sont nécessaires.

Tableau 11 - Comparaison de la fréquence des blessures invalidantes au cours des cinq dernières années

Année	1998	1999	2000	2001	2002
Total, blessures invalidantes*					
Installations	6	1	7	3	8
Bâtiments	6	14	15	1	6
Aviation	n/a	n/a	n/a	0	0
Total	**12**	**15**	**22**	**4**	**14**
Heures-personnes					
Installations	816 838	1 200 833	1 249 348	899 244	1 253 779
Bâtiments	906 054	2,441 017	942 713	720 312	837 434
Aviation	n/a	n/a	n/a	82 660	126 201
Total	**1 722 892**	**3 641 850**	**2 192 061**	**1 702 216**	**2 217 414**
Fréquence (par tranche de 200 000 heures-personnes)					
Installations	1,47	0,17	1,12	0,67	1,28
Bâtiments	1,32	1,15	3,18	0,28	1,43
Aviation	n/a	n/a	n/a	0	0
Total	**1,39**	**0,82**	**2,01**	**0,47**	**1,27**

* « Blessure invalidante » désigne toute blessure au travail ou maladie professionnelle qui selon le cas :

a) empêche l'employé de se présenter au travail ou de s'acquitter efficacement de toutes les fonctions liées à son travail habituel le ou les jours suivant celui où il a subi la blessure ou la maladie, qu'il s'agisse ou non de jours ouvrables pour lui,

b) entraîne la perte totale ou partielle d'un membre de l'employé, ou la perte complète de son utilité ou

(c) l'incapacité permanente d'une fonction corporelle.

Vérifications

L'Office a procédé à 22 vérifications au cours de l'exercice écoulé. Ces vérifications comprenaient l'inspection préalable de tous les navires avant la délivrance de l'autorisation d'effectuer des opérations extracôtières, des vérifications des activités en cours portant sur des questions de santé, de sécurité et de conservation de la ressource ainsi qu'une vérification du processus relatif au certificat de conformité appliqué par une autorité certificatrice. Les vérifications ont révélé un certain nombre de points exigeant que des mesures soient prises. Un suivi a été fait dans chacun des cas pour s'assurer qu'elles avaient été respectées et mises en place à la satisfaction de l'Office.

Un plan de vérification a été élaboré pour le nouvel exercice afin de procéder à une série de vérifications portant sur les règlements et les exigences en matière de sécurité, d'environnement et de conservation.

4.4 Protocole d'entente

Certificats de plongée

Le Règlement sur les opérations de plongée liées aux activités pétrolières et gazières de la zone extracôtière de la Nouvelle-Écosse stipule que les plongeurs, les directeurs de plongées et les autres membres de l'équipe de plongée qui font des activités de plongée liées à la recherche d'hydrocarbures doivent être titulaires d'un certificat valide délivré par le délégué à la sécurité. Un règlement similaire s'applique aux activités de plongée dans la zone extracôtière de Terre-Neuve. Le 31 mars 2003, pour des motifs d'efficacité en matière de réglementation, l'OCNEHE et l'OCTNHE ont chacun signé un protocole d'entente avec le Diver Certification Board of Canada (DCBC) en vue d'accepter les certificats canadiens délivrés par le DCBC.

ENVIRONNEMENT

L'une des principales responsabilités de l'Office est de s'assurer que du début à la fin, de l'exploration initiale à l'abandon, les activités extracôtières n'ont pas d'effets environnementaux nuisibles.

En vertu de *la Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCEE), l'Office est une autorité fédérale et il doit appliquer le processus d'évaluation environnementale stipulé dans la LCEE. Les propositions de développement sont actuellement soumises à la LCEE et il est prévu que les activités d'exploration y seront également soumises dans un avenir rapproché.

Les évaluations environnementales ayant trait à un projet précis sont réalisées pendant plusieurs étapes des activités pétrolières et gazières, notamment les programmes de sismiques et les forages de reconnaissance. Les évaluations environnementales doivent être réalisées pour ces activités avant que l'Office donne son approbation. Au cours des quelques dernières années, l'Office a adopté une approche proactive et procédé à des évaluations environnementales stratégiques (EES) pendant l'appel d'offres. Les évaluations ont fait ressortir les principaux enjeux dans une grande région et ils ont informé l'Office de problèmes potentiels en matière d'environnement avant la délivrance d'un permis d'exploration. Par contre, une EES ne remplace pas l'évaluation environnementale portant sur une activité précise pour chaque demande d'autorisation de travaux.

5.1 Comité consultatif des pêcheries et de l'environnement

Le Comité consultatif des pêcheries et de l'environnement (CCPE) est l'un des mécanismes de l'Office pour tenir des consultations sur les questions liées à l'environnement et à la pêche. Le Comité a tenu trois réunions pendant l'exercice.

Les membres du comité sont informés de toutes les demandes d'autorisation de travaux au large de la Nouvelle-Écosse et ils sont invités à examiner l'évaluation environnementale relative à chaque demande. Les opinions et les commentaires des membres du comité sont étudiés par l'Office dans le cadre de son examen de l'évaluation environnementale. Le processus de consultation se déroule tout au long de l'année par courrier électronique, par télécopie et au cours de réunions.

Au cours des réunions, les exploitants informent les membres du CCPE des activités planifiées, par exemple les programmes de sismiques et de forages de reconnaissance. Au cours du dernier exercice, le comité a été continuellement tenu au courant du projet de mise en valeur du gisement extracôtier de gaz Deep Panuke et du projet de pipeline El Paso Blue Atlantic. Le comité a en outre reçu des mises à jour régulières sur le Projet énergétique extracôtier Sable. Par ailleurs, les membres du comité ont assisté à des exposés par le personnel de l'Office sur le processus d'attribution des droits.

5.2 Examen public des impacts potentiels d'activés d'exploration au large du Cap-Breton

L'OCNEHE a procédé à un examen public des effets d'éventuelles activités d'exploration pétrolière et de forage en vertu des permis d'exploration 2364, 2365 et 2368; l'examen a pris fin en

mars 2002. À la suite des recommandations énoncées dans le rapport de la Commissaire, l'Office a demandé aux promoteurs de soumettre des demandes modifiées et il a élargi la consultation pour y inclure un examen des questions scientifiques connexes et la mise sur pied d'un organisme consultatif.

Les promoteurs ont déposé des évaluations environnementales mises à jour et un groupe chargé de l'examen scientifique a été créé pour examiner les données scientifiques comprises dans les évaluations, le Rapport sur l'état de l'habitat préparé par le ministère des Pêches et Océans et le rapport de la Commissaire. Le groupe chargé de l'examen scientifique se composait de huit scientifiques reconnus possédant un large éventail d'expérience professionnelle et de compétences. L'examen scientifique a pris fin en novembre 2002.

Un organisme consultatif, le groupe de travail spécial sur le Cap-Breton, a été mis sur pied en août 2002; la tâche du groupe est de conseiller l'Office et de lui dire s'il y a lieu ou non d'autoriser les activités proposées. Le groupe se composait de représentants

- du gouvernement fédéral;
- du gouvernement provincial;
- des administrations municipales;
- des Premières nations;
- d'organisations des pêches (quatre représentants);
- d'organismes de protection de l'environnement;
- d'organisation d'affaires;
- de syndicats;
- des titulaires de permis (deux représentants).

Les membres du groupe de travail spécial ont tenu neuf rencontres d'une journée et participé à une conférence téléphonique. Ils ont discuté des enjeux, des préoccupations et des mesures d'atténuation possibles relativement aux activités proposées. Même si le groupe a été incapable d'arriver à une recommandation unanime quant à savoir s'il y a lieu d'autoriser les activités proposées, il a préparé un rapport renfermant des déclarations communes d'intérêts et de préoccupations. Le groupe de travail spécial a conclu son rapport en février 2003.

En mars 2003, l'Office a examiné le rapport du groupe de travail spécial sur le Cap-Breton et conclu que les sismiques peuvent être faites à certaines conditions, notamment : aucune sismique ne sera autorisée à moins de dix kilomètres du littoral; l'Office prendra en considération les résultats d'une étude en cours sur le crabe des neiges au large de Terre-Neuve avant d'accorder quelque autorisation définitive que ce soit pour la réalisation de sismiques; les programmes proposés ne pourront être exécutés qu'entre le 1er novembre 2003 et le 28 février 2004; les exploitants doivent suivre une procédure d'accélération graduelle de 30 minutes pour inciter les animaux marins à quitter la zone où seront faits les relevés; un représentant de l'industrie de la pêche et un observateur expérimenté ayant une formation en biologie devront être à bord du bâtiment utilisé pour les sismiques; les sismiques seront suspendues chaque fois que des baleines seront observées à moins de un kilomètre du bâtiment; avant d'obtenir une autorisation, les exploitants devront déposer auprès de l'Office un programme acceptable d'indemnisation financière pour les dommages éventuels aux engins de pêche.

Les exploitants doivent soumettre à l'Office, pour approbation, des demandes d'autorisation de travail dûment remplies qui respectent les conditions imposées. Entre temps, le décret d'interdiction imposé par l'Office sur les activités pétrolières dans les zones visées par les trois permis d'exploration reste en vigueur.

5.3 Évaluations environnementales

Une évaluation environnementale (EE) est nécessaire à l'égard de toutes les demandes d'autorisation de travaux. Il a déjà été mentionné que toutes les EE sont transmises aux membres du comité consultatif des pêcheries et de l'environnement (CCPE) pour examen. Les EE sont examinées par le personnel de l'Office et transmises au ministère des Pêches et Océans et à Environnement Canada pour examen et commentaires par leurs spécialistes. Les rapports sur les EE sont souvent révisés en fonction des commentaires reçus.

Les évaluations environnementales servent à déterminer si une activité aura des effets environnementaux négatifs importants ou si des mesures d'atténuation peuvent adéquatement réduire ces risques potentiels. Le processus d'EE a souvent comme résultat que l'autorisation de travaux est assortie de conditions.

Tableau 12 - Évaluations environnementales

Activité	2002-2003	2001-2002	2000-2001
Développement	1	0	0
Sismiques	7	8	10
Autres activités géophysiques ou géotechniques	4	7	6
Programmes de forage	8	2	5
Évaluations environnementales stratégiques	3	1	1
Total	**23**	**18**	**22**

5.4 Évaluations environnementales stratégiques

Une évaluation environnementale stratégique (EES) est une évaluation élargie d'un secteur ou d'une région géographique précise, visant à définir les questions environnementales afin d'informer et d'orienter le processus de prise de décision. L'Office utilise les EES dans le cadre d'une approche proactive afin de prévoir les problèmes qui pourraient résulter, sur le plan environnemental, des activités pétrolières et gazières dans des régions précises. Ces évaluations ont été réalisées avant ou après les appels d'offres et ont servi à orienter la prise de décision pour ce qui est de la délivrance des permis d'exploration et des autorisations relatives aux activités pétrolières et gazières.

Au cours de la dernière année, l'Office a réalisé une EES pour les zones ne faisant pas l'objet de permis près de l'extrémité est du banc de l'île de Sable, à l'ouest du banc Banquereau, du gully de l'île de Sable et de l'est de la plate-forme Scotian. L'EES a été mise à jour pour refléter les observations reçues pendant la période de commentaires. L'EES a permis d'arriver à la conclusion que la région est d'une grande importance écologique et que les activités d'exploration et de mise en valeur des hydrocarbures devront être accomplies en stricte conformité avec les règlements en matière d'environnement et avec les mesures d'atténuation imposées. L'EES est affichée sur le site Web de l'Office et sera prise en considération pour tous les appels d'offres à venir.

L'Office achève actuellement la préparation d'une EES sur la région du banc de Misaine. Il est prévu que cette étude sera disponible pour commentaires vers la fin de 2003.

L'Office a en outre collaboré avec l'Office Canada - Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers (OCTNHE) à la préparation d'une EES sur le sous-bassin versant Laurentien. Une version préliminaire de l'EES a été examinée par divers groupes en 2002 et sera disponible pour commentaires publics au printemps 2003. L'EES définitive sera prise en considération par l'Office au cours des négociations pour la conversion des permis de prospection existants en permis d'exploration dans la région du sous-bassin versant Laurentien.

5.5 Fonds pour l'étude de l'environnement

Le Fonds pour l'étude de l'environnement (FEE) est un programme de recherche qui subventionne des études environnementales et sociales liées aux activités d'exploration et de mise en valeur des hydrocarbures. Le programme est financé par des droits sur les terres versés par les sociétés pétrolières titulaires de permis et il est dirigé par un conseil d'administration composé de représentants du gouvernement, de l'industrie et de membres du public. L'Office nomme un membre du conseil.

Le conseil d'administration du FEE détermine les sujets d'études prioritaires et fixe le budget du programme. Les activités du programme correspondent à l'année civile, ce qui signifie que le conseil accepte et examine les propositions de recherche sur les sujets définis. En 2002, neuf nouvelles études techniques ont été approuvées, pour une valeur totale de 675 000 $. Neuf autres études représentant une valeur de 750 000 $ se sont aussi poursuivies en 2002.

Tout au long de l'année, le FEE a financé des études sur les effets des sismiques sur le crabe, pour l'établissement de cartes des zones sensibles, sur la normalisation des rapports sur les émissions dans l'atmosphère, sur l'attraction qu'exercent sur les oiseaux marins les installations de production et sur les coraux en eaux profonde. Le FEE a également participé au financement de stations d'étude des émissions dans l'atmosphère qui seront exploitées sur l'île de Sable pendant l'été 2003.

Le conseil d'administration du FEE a approuvé le budget de 2003 représentant environ 1,5 millions de dollars. Pour cet exercice, les priorités sont, notamment, les effets des sismiques, les effets sur les oiseaux marins, la gestion des déchets, les effets des pipelines sous-marins, le contrôle de la qualité de l'air et les effets sur les oiseaux aquatiques et les mammifères marins.

5.6 Lignes directrices

Lignes directrices sur le traitement des déchets extracôtiers

Les lignes directrices sur le traitement des déchets (LDTD) ont été révisées conjointement par l'Office Canada - Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers (OCTNHE), l'Office Canada - Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers (OCNEHE) et l'Office national de l'énergie (ONE). Elles énoncent les niveaux minimum imposés par l'Office en ce qui a trait au traitement et à l'élimination des déchets des opérations de forage et de production d'hydrocarbures dans les zones limitrophes du Canada.

Lignes directrices sur l'environnement physique

Les lignes directrices sur l'environnement physique font actuellement l'objet d'un examen conjoint

par l'Office, en collaboration avec Environnement Canada, Pêches et Océans Canada et Transports Canada. Les commentaires reçus dans le cadre de cet examen seront pris en considération en vue d'une révision éventuelle des lignes directrices.

5.7 Initiatives régionales

Des protocoles d'entente ont été conclus entre l'Office et le ministère des Pêches et Océans (MPO), et entre l'Office et Environnement Canada. L'Office travaille en étroite collaboration avec le MPO et Environnement Canada pour élaborer des plans annuels de travail et pour mettre en place les projets issus de ces plans. L'Office participe en outre à une initiative dirigée par le MPO relativement à une zone de protection marine (ZPM) proposée dans la région du gully de l'île de Sable et au Projet de gestion intégrée de l'est du plateau néo-écossais (GIEPNE).

Une zone autour du gully de l'île de Sable a récemment été approuvée par le ministre des Pêches et Océans comme ZPM potentielle. Le gully de l'île de Sable est l'un des plus grands et des plus profonds canyons sous-marins dans l'ouest de l'Atlantique Nord, et on sait qu'il attire une flore et une faune diversifiées, notamment l'hyperoodon boréal. L'Office a collaboré étroitement avec le MPO pour s'assurer que les processus d'attribution des droits ne touchent pas les ZPM d'intérêt et que les activités pétrolières et gazières qui se déroulent à proximité n'aient que des effets minimes sur la zone. L'Office collabore en outre avec le Centre de recherche environnementale sur le pétrole et le gaz extracôtiers (CREPGE) et d'autres partenaires à un projet conjoint de recherche pour étudier la propagation du son des sismiques et leurs effets sur le comportement de l'hyperoodon boréal dans la zone du gully de l'île de Sable.

Le projet de GIEPNE vise à élaborer un processus efficace et commun pour assurer la durabilité de la ressource dans une zone définie de la plate-forme Scotian. Le projet vise un ensemble d'objectifs globaux qui exigent une approche équilibrée de la gestion intégrée prévue sous le régime de la Loi sur les océans. Cette année, l'Office a fait partie du comité de direction du projet de GIEPNE et a participé au deuxième atelier qui a eu lieu les 18 et 19 février 2003. L'atelier a fourni l'occasion d'élaborer des plans en vue d'entreprendre une étude pour déterminer les situations où les approches stratégiques de la GIEPNE pourraient s'appliquer. L'Office entend participer activement à l'étude de cas qui doit être faite en 2003.

5.8 Déversements et rejets

L'Office exige des exploitants qu'ils signalent tous les déversements et tous les rejets des activités pétrolières en zone extracôtière. Les déversements et les rejets sont enregistrés dans une base de données tenue par l'Office. Lorsque cela est approprié, le personnel de l'Office fait le suivi auprès des exploitants pour s'assurer que les mesures d'intervention appropriées sont prises à la suite des déversements et des rejets. Dans certaines circonstances, des enquêtes peuvent être faites et des mesures d'exécution être prises. Les déversements survenus au cours de l'exercice 2002-2003 sont expliqués dans le tableau ci-dessous.

5.9 Vérifications environnementales

L'Office procède à des vérifications environnementales pour s'assurer de la conformité aux Lignes directrices sur le traitement des débris (LDTD), aux Lignes directrices sur la sélection des produits chimiques et pour vérifier s'il y a eu des déversements. Les vérifications afin de déterminer la conformité aux LDTD consistent habituellement en vérifications des rejets, ce qui exige la collecte d'échantillons des rejets et leur analyse dans des laboratoires indépendants pour déterminer si les niveaux spécifiés dans les lignes directrices sont respectés.

Au cours de l'exercice terminé, on a procédé à la vérification d'un navire de forage pour déterminer la conformité aux LDTD. Le navire de forage satisfaisait à toutes les exigences énoncées dans les lignes directrices. Il est prévu que les vérifications des plates-formes Thebaud et Venture seront terminées au début d'avril 2003.

Tableau 13 - Déversements signalés dans la région extracôtière de la Nouvelle-Écosse

Matériel	Moins de 1 L	1-10L	11-150L	Plus de 150L
Condensat	2	2		
Boues synthétiques	1	1	1	
Huile légère	7	2	4	
Produits chimiques		1	1	3*
TOTAUX	**10**	**6**	**6**	**3**

* 1. Composants des boues à base d'eau (bentonite, baryte et surfactifs) - 160L
2. Fluide circulant dans les canalisations (éthylène glycol 15 %, lubrifiant 3 %, eau douce 82%) - 7290L
3. Monoéthylène glycol - 159L

Retombées économiques

Avant que des activités puissent être entreprises au large de la Nouvelle-Écosse, un plan de retombées économiques et d'emploi doit être soumis à l'Office et recevoir son approbation.

Les retombées économiques et l'emploi sont, comme toujours, la partie du mandat de l'Office qui représente un grand défi. Chaque plan doit être un engagement par les exploitants de respecter les principes fondamentaux des lois de mise en œuvre de l'Accord en matière de retombées économiques. L'Office contrôle et examine tous les plans en ce qui a trait aux activités, à l'approvisionnement et à l'emploi, pour s'assurer que les engagements sont tenus.

6.1 Plans de retombées économiques

Tous les plans de retombées économiques doivent offrir aux entrepreneurs et aux entreprises de services de la Nouvelle-Écosse et du reste du Canada une possibilité réelle et équitable de participer, dans des conditions de libre concurrence, à la fourniture des biens et de services, nécessités par les activités, priorité à la main-d'œuvre de la Nouvelle-Écosse pour la formation et l'embauche dans le programme de travail visé, et priorité aux biens et services néo-écossais s'ils se comparent, en situation de libre concurrence, à ceux des autres marchés notamment quant au prix, à la qualité et aux conditions de fourniture. Ces principes de juste possibilité et de priorité sont les points fondamentaux couverts par les lois de mise en œuvre de l'Accord et forment la base d'un plan de retombées économiques.

Chaque plan doit expliquer comment l'exploitant fera la promotion de l'éducation, de la formation, de la recherche et du développement en Nouvelle-Écosse et doit en outre prévoir l'établissement, dans la province, d'un bureau ayant un pouvoir décisionnel de niveau approprié.

L'Office fait actuellement le suivi de 15 plans de retombées économiques. Il s'agit du plus grand nombre de plans de retombées économiques suivis par l'Office au cours d'un même exercice et c'est un bon indicateur du niveau d'activités extracôtières. Les travaux visés par le plan de retombées économiques du SOEP sont expliqués dans le présent rap-

port. Au cours de l'exercice, l'Office a aussi examiné et suivi les plans de retombées économiques pour dix programmes de forage de reconnaissance, une proposition de pipeline sous-marin et trois programmes d'études géophysiques. Dans certains cas, un même plan couvre toutes les activités d'exploration, tant les études géophysiques que les puits de reconnaissance, alors que d'autres visent les travaux relatifs à un seul puits.

L'examen d'un plan de retombées économiques porte sur la stratégie de passation des marchés, sur le transfert de technologie, sur la planification de la relève, sur les engagements en matière de recherche et développement ainsi qu'en ce qui a trait à l'éducation et à la formation. Une fois le plan approuvé et les activités commencées, l'Office contrôle le processus d'approvisionnement en procédant à l'examen des listes de soumissionnaires et des contrats octroyés au-delà d'un seuil déterminé.

Au cours de l'année civile 2002, l'Office a examiné 141 listes de soumissionnaires et 190 attributions de contrat pour s'assurer que les fournisseurs de la Nouvelle-Écosse et du Canada ont bénéficié d'une juste possibilité. De ce nombre, 124 contrats ont été octroyés à des entreprises de Nouvelle-Écosse.

En 2002, l'industrie pétrolière a dépensé plus de 900 millions de dollars en activités d'exploration et de production au large de la Nouvelle-Écosse. De cette somme, quelque 370 millions de dollars ont été dépensés en Nouvelle-Écosse et 183 millions dans le reste du Canada, soit 57 pour cent de contenu canadien.

Comité d'examen des retombées

La question des retombées économiques est importante pour les gouvernements fédéral et provincial. L'Office consulte les deux gouvernements par l'intermédiaire du Comité d'examen des retombées (CER). Le comité a été créé en 1995 par l'Office et il regroupe des représentants du ministère de l'Énergie de la Nouvelle-Écosse, de Ressources naturelles Canada et du personnel de l'Office. Des représentants d'autres organisations et ministères fédéraux et provinciaux sont appelés à y participer au besoin, notamment des représentants d'Industrie Canada et de l'Agence de promotion économique du Canada atlantique. Le comité se réunit tous les trimestres et des réunions spéciales sont organisées au besoin pour discuter de questions particulières ayant trait aux retombées économiques. Depuis sa création, le CER a réussi à améliorer le processus d'examen des retombées et il a fait une précieuse contribution au processus de prise de décision de l'Office pour ce qui est des retombées économiques.

Protocole d'entente

L'Office a signé un protocole d'entente avec Développement des ressources humaines Canada (DRHC) en ce qui a trait au suivi et à l'examen des travailleurs étrangers qui sont amenés dans la province pour travailler dans l'industrie pétrolière en zone extracôtière. DRHC conseille l'Office relativement à la disponibilité, dans le marché du travail canadien, de personnes ayant les compétences ou l'expérience nécessaires exigées par les exploitants qui font des travaux au large. De son côté, l'Office donne à DRHC des renseignements sur les normes, les qualifications et les exigences réglementaires en matière d'emploi dans l'industrie pétrolière en zone extracôtière. Toutes les demandes de permis pour travailleurs étrangers présentées par les exploitants sont examinées par l'Office, avec l'aide de DRHC, pour déterminer si les dispositions des lois de mise en œuvre de l'Accord lois portant sur la juste possibilité et la priorité sont respectées.

Entente sur le personnel travaillant sur une plate-forme

Le puits en eau profonde Torbrook C-15 foré pour EnCana Corporation était le premier pour la plate-forme Eirik Raude, l'une des plus grandes plates-formes semi-submersibles au monde, construite en partie à Halifax. En 2002, l'Office, en collaboration avec L'OCTNHE, a conclu une entente conjointe de dotation pour la plate-forme Eirik Raude et les navires d'assistance. Il a été convenu que l'équipage se composerait pour moitié de résidents de la Nouvelle-Écosse et pour moitié de résidents de Terre-Neuve et Labrador. Ces proportions représentent une répartition équitable de la main-d'œuvre, dans la mesure où cela est réalisable, tout en reconnaissant le besoin que les activités soient exécutées avec compétence et de manière sécuritaire par du personnel qualifié. L'entente est pour une durée de quatre ans, et il est prévu que les deux Offices l'examineront au bout de deux ans pour en déterminer l'efficacité.

6,2 Rapports sur les retombées économiques

Chaque exploitant doit soumettre à l'Office un rapport annuel sur les retombées économiques, ou dans un délai spécifié après la fin d'une activité. D'après les rapports déposés auprès de l'Office à la fin de l'exercice, une somme de 963,9 millions de dollars a été dépensée au large de la Nouvelle-Écosse, dont 437,5 millions de dollars en activités d'exploration. Une somme de 369,9 millions de dollars a été dépensée en Nouvelle-Écosse et 183,7 millions de dollars dans le reste du Canada, soit 57 pour cent de contenu canadien. Par ailleurs, 1 313 777 $ en recherches et développement ont été dépensés en Nouvelle-Écosse dans le cadre des activités d'exploration en 2002. Certains des établissements qui ont bénéficié de ces investissements sont la Dalhousie University, le University College of Cape Breton, la Société géoscientifique de l'Atlantique, le Petroleum Research Atlantic Canada, le Nova Scotia Wind Energy Project et Techsploration.

Programmes d'exploration

Le lecteur trouvera ci-après certains faits saillants des rapports reçus par l'Office sur les retombées économiques des activités d'exploration de la dernière année civile.

En avril 2002, l'Office a approuvé un plan de retombées économiques soumis par Canadian Superior pour un programme de forage d'un seul puits en eau peu profonde en vertu du permis d'exploration (PE) 2402 à l'aide du Rowan Gorilla V. Le contenu canadien des travaux réalisés par Canadian a été supérieure de plus de 4 pour cent par rapport aux prévisions. Deux autres plans de retombées économiques ont été déposés par l'exploitant et approuvés par l'Office en février 2003, le premier pour un puits en eau peu profonde en vertu du PE 2409 et l'autre pour un puits en eau profonde en vertu du PE 2406.

En décembre 2001, Marathon Canada a entrepris le forage d'un puits en eau profonde en vertu du PE 2377. Le forage du puits Annapolis B-24 a pris fin en avril 2003 et Marathon a commencé le forage du puits Annapolis G-24. Des 62 contrats importants octroyés dans le cadre du programme de forage, 52 ont été accordés à des entreprises néo-écossaises et sept à d'autres sociétés canadiennes. Ces travaux ont permis à 35 Canadiens d'obtenir un emploi permanent ou un emploi à long terme.

Chevron Canada Resources a entrepris le forage du puits Newburn H-23 à l'aide du navire de forage Deepwater Millenium en mai 2002. Dans le cadre de son plan de retombées économiques, Chevron a injecté une somme de 92 300 $ dans des projets de recherche et développement en Nouvelle-Écosse

Shell Canada a fait appel au navire Galaxy II pour forer le puits de reconnaissance Onondaga B-84; les travaux, commencés en novembre 2001, ont été suspendus en mai 2002. En 2002, Shell a investi quelque 160 000 $ dans des groupes communautaires comme Discovery Centre, Junior Achievement et la Metro Food Bank. Certains exemples du transfert de technologie à des Néo-Écossais grâce au programme de Shell sont l'octroi d'une licence à R-F Ironworks Limited pour les opérations de filetage et la formation de membres du personnel de FI Oilfield Services aux services de passage des tubes pour la nouvelle connexion KS-Bear de matériel tubulaire pétrolier. Par ailleurs, des améliorations à l'infrastructure ont été apportées à Mills Heavy Hauling par la construction d'installations d'inspection intérieures pour le matériel tubulaire pétrolier.

EnCana Corporation a foré deux puits d'exploration pendant l'année civile 2002. Le forage du puits Queensland M-88 a commencé en décembre 2001, mais comme les travaux ont été interrompus en février 2002, il n'en est pas fait mention dans les dossiers de l'exercice. Par contre, il est mentionné dans le rapport sur les retombées économiques pour l'année civile. EnCana a aussi investi quelque 300 000 $ dans divers projets communautaires comme Discovery Centre, l'IWK Grace Foundation et Students' Choice Awards.

Pipeline sous-marin

En 2002, El Paso a dépensé 15,9 millions de dollars dans le cadre de son projet Blue Atlantic, dont 10,8 millions de dollars, soit 68 pour cent en contenu néo-écossais. Une somme additionnelle de 2 millions de dollars représente le contenu canadien autre que le contenu néo-écossais, pour un grand total de 81 pour cent en dépenses au Canada.

El Paso a favorisé une entente entre ACCENT Engineering, société néo-écossaise, Trow Engineering, société canadienne, et des employés établis au Canada, pour la réalisation des travaux techniques initiaux de conception. El Paso a en outre entrepris l'élaboration d'un important module de formation pour le programme de maîtrise en génie à la Dalhousie University. Elle s'est notamment engagée à fournir les compétences techniques pour préparer le matériel didactique et pour donner les cours aux étudiants.

6.3 Dépenses et emploi

Le tableau ci-dessous illustre les dépenses totales engagées par les exploitants au large de la Nouvelle-Écosse en 2002, ainsi que les données chiffrées sur l'emploi pour l'année.

Tableau 14 - Dépenses totales en 2002 (en millions de dollars Canadiens)

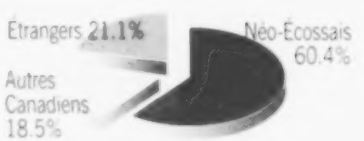
Activité	Contenu néo-écossais		Autre contenu canadien		Contenu étranger		Total
	$	%	$	%	$	%	
Total - Projets	206,3	42,6	106,5	22	171,1	35,3	483,9
Total - Exploration	144,7	33,1	68,8	15,7	224	51,2	437,5
Total (géophys. et géotech.)	8,1	30,6	6,3	23,8	12,1	45,6	26,5
Total - Autres	10,8	67,5	2,1	13,1	3,1	19,4	16,0
Dépenses totales*	**369,9**	**38,4**	**183,7**	**19,1**	**410,3**	**42,5**	**963,9**

* Données fournies par les exploitants

Tableau 15 - Nombre d'emplois en 2002 (en mois-personne)

Activité	Néo-Écossais		Autres Canadiens		Étrangers		Total
	#	%	#	%	#	%	
Total - Projets	6676	56,0	1773	14,9	3462	29,1	11911
Total - Exploration	8229	63,5	2766	21,3	1973	15,2	12968
Total (géophys. et géotech.)	817	64	359	28	105	8	1281
Total - Autres	391	74	53	10	85	16	529
Nombre d'emplois*	**16113**	**60,4**	**4951**	**18,5**	**5625**	**21,1**	**26689**

* Données fournies par les exploitants



ADMINISTRATION

À mesure que le travail augmente et que l'Office s'agrandit, il apprend et continue d'améliorer ses pratiques.

Le 31 mars 1998, on comptait quatre permis d'exploration au large de la Nouvelle-Écosse. À la fin de l'exercice visé par le rapport, il y en avait cinquante-sept. Pendant les années 1990, seulement six puits d'exploration ont été forés au large de la Nouvelle-Écosse; pendant les trois premiers mois de la présente décennie, on en a foré quinze. Les effectifs de l'Office Canada - Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers sont passés de 18 à 33 employés afin de répondre aux activités toujours plus nombreuses en zone extracôtière.

Au cours du dernier exercice, l'Office a ajouté trois nouveaux postes à son organisation, soit un analyste de l'environnement, un administrateur en matière de retombées économiques et un technologue des opérations. Ces trois nouveaux employés permettent à l'Office de faire le suivi de la charge de travail croissante et d'analyser les données recueillies.

L'Office applique un système de gestion interne pour l'élaboration et la mise en œuvre des politiques, des pratiques et des procédures conformément à son mandat législatif. L'efficience et l'efficacité du système de gestion sont préservées grâce à des évaluations et à des vérifications régulières. Reconnaissant que la meilleure façon de s'acquitter des responsabilités qui lui sont confiées est d'appliquer des normes de qualité à la gestion de toutes les activités, l'Office examine et révise actuellement toutes ses politiques et toutes ses procédures pour en assurer la conformité aux normes ISO 9001:2000. Au cours du premier semestre de 2003, les cadres et le personnel recevront de la formation sur les exigences des systèmes de gestion de la qualité de la norme ISO 9001:2000.

L'intérêt généralisé porté à l'Office et à ses responsabilités en matière de réglementation continue de croître. Au cours de la dernière année l'Office a répondu à plus de 500 appels des médias d'information locaux, nationaux et internationaux. Il s'agit d'un augmentation de 60 pour cent par rapport à l'année précédente. Le nombre d'appels provenant du grand public a aussi augmenté : le personnel des affaires publiques a répondu à quelque 800 demandes faites par téléphone et par messages électroniques.

Le site Web de l'Office, www.cnsopb.ns.ca, reste une importante source d'information tant pour l'industrie que pour le public. Le site est continuellement mis à jour et amélioré pour donner le plus de renseignements possible en ligne. Le site a reçu en moyenne 40 000 visiteurs par mois, l'élément le plus consulté étant les rapports hebdomadaires d'activités qui donnent de l'information sur les activités pétrolières en zone extracôtière.

À divers moments pendant l'année, l'Office a invité le public et d'autres intervenants à présenter des observations écrites sur les lignes directrices proposées, sur les rapports et sur les évaluations. Le site Web est devenu un outil précieux dans le processus de consultations publiques de l'Office. Ce processus ouvert et transparent reste l'un des objectifs de l'Office.

L'année écoulée a marqué la première fois depuis de nombreuses années où tous les postes du conseil de l'Office étaient remplis. Le gouvernement fédéral a comblé le deuxième poste qui lui est réservé en y nommant Brian Giroux, cadre des pêches de la Nouvelle-Écosse. M. Giroux connaît bien l'Office puisqu'il fait depuis longtemps partie du Comité consultatif des pêcheries et de l'environnement. Le mandat de six ans du M. Edgar Gold a pris fin le 4 mars 2003.

L'Office Canada -Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers
Organigramme hiérarchique

NOTICES BIOGRAPHIQUES *DES* MEMBRES *DU* CONSEIL

Glenn Yungblut - Président

M. Yungblut est titulaire d'un B.Sc. (concentration en génie mécanique) de l'Université Queens.

Au cours de sa carrière, il a occupé les postes de directeur général du service de l'ingénierie à l'Office national de l'énergie à Calgary et de l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada, Ottawa et Halifax. Il avait auparavant été président et directeur administratif d'EPI Resources Ltd., firme d'experts-conseils en génie d'installations extracôtières. Il a en outre occupé le poste de gestionnaire du forage extracôtier chez Shell Canada Limitée tant sur la côte Ouest du Canada qu'au large de la Nouvelle-Écosse.

M. Yungblut est membre de l'Association of Professional Engineers, Geologists and Geophysicists of Alberta et du chapitre de Calgary de l'Offshore Mechanics and Arctic Engineering Division (ASME) dont il a été président.

Edgar Gold, C.M., c.r., Ph.D. - Membre du Conseil

M. Gold est membre de la Nova Scotia Barristers Society et conseil de la reine (c. r.). Il a été associé au cabinet Huestis Ritch, de Halifax, auprès duquel il est aujourd'hui avocat-conseil. M. Gold est professeur auxiliaire de droit à la Dalhousie University; il occupe en outre des postes auprès de l'Institut canadien des océans, de l'Université maritime mondiale, établie à Malmö en Suède et de l'Institut de droit maritime de l'OMI à Malte.

Il détient le brevet de capitaine au long cours au Royaume-Uni et au Canada et a passé 16 ans en mer, dont plusieurs années à titre de commandant. M. Gold est en outre titulaire de baccalauréats ès arts et en droit de la Dalhousie University et d'un Ph.D. en droit maritime international de l'University of Wales. M. Gold est Fellow de l'Institut maritime, Fellow de l'Offshore Institute et membre du Chartered Institute of Arbitrators et de multiples associations et organismes professionnels.

Il a été président de l'Association canadienne de droit maritime. Il a été pendant 20 ans professeur de droit maritime à la Dalhousie University; pendant 15 de ces années, il y était également professeur de droit et d'études de l'environnement et des ressources. Le Collège de la Garde côtière canadienne lui a décerné un diplôme honorifique, et il est Fellow honoraire de la Hellenic Marine Environnement Protection Association. M. Gold a été décoré de la Croix de Commandeur de l'Ordre du Mérite, l'une des plus hautes décorations civiles décernées par le gouvernement allemand. Cet honneur lui a été décerné en reconnaissance de ses efforts pour resserrer les relations entre l'Allemagne et la Nouvelle-Écosse. En octobre 1997, il a été décoré de l'Ordre du Canada.

Le mandat de six ans de M. Gold a pris fin le 3 mars 2003.

John H. Currie, C.M. - Membre du Conseil

M. Currie a obtenu un B.A. de l'Université Saint-François-Xavier et un baccalauréat en droit de la Dalhousie University.

Il a occupé les postes de directeur, de premier vice-président et de conseiller juridique chez CDC Oil and Gas Limited, de premier vice-président de Canterra Energy Ltd., de directeur de l'Association canadienne des producteurs pétroliers et de gouverneur de l'Association canadienne d'études fiscales.

Président-fondateur du Tax Executive Institute of Alberta, M. Currie a également été président de la Petroleum Law Foundation et président national de la section des conseillers juridiques d'entreprises de l'Association du Barreau canadien; il a aussi été président de la Chambre de commerce de Calgary. En octobre 1997, il a été décoré de l'Ordre du Canada.

Michael D. Casey, C.A., EEE - Membre du Conseil

M. Casey est associé de la firme de comptables agréés Hemming Weir Casey Inc. Titulaire d'un baccalauréat ès arts de la Dalhousie University, il est membre de l'Institut des comptable agréés de la Nouvelle-Écosse et de l'Institut canadien des comptables agréés.

M. Casey détient le titre d'expert en évaluation d'entreprises et il est membre de l'Institut canadien des experts en évaluation d'entreprises; il a également été membre du conseil d'administration de cette organisation. Il est en outre inscrit dans le registre des spécialistes de l'Institut des comptable agréés de la Nouvelle-Écosse en tant que comptable agréé et spécialiste en évaluation d'entreprises.

M. Casey a occupé des postes bénévoles au sein de nombreux conseils d'administration et il a notamment été président du Waegwoltic Club de Halifax.

Brian Giroux - Membre du Conseil

Brian Giroux est directeur exécutif de la Scotia Fundy Mobile Gear Fishermen's Association, poste qu'il occupe depuis 1989. Il est en outre propriétaire-exploitant d'une ferme de crustacés.

M. Giroux a une vaste expérience professionnelle en tant que consultant auprès du gouvernement sur l'évaluation de la ressource et les projets d'aquaculture. Il a agi comme observateur des pêches internationales pour le ministère des Pêches et Océans. Il est titulaire de divers permis de pêcheur et a travaillé sur divers types de bâtiments de pêche à de nombreuses espèces. Tout au long de sa carrière, M. Giroux a fait partie de nombreux comités et participé à de nombreux programmes. Il est membre du Conseil d'experts en sciences et en technologie, président du conseil consultatif sur les sciences du ministère des Pêches et Océans et président du Scotia Fundy IQ Committee.

ÉTATS FINANCIERS

Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers
États Financiers
31 mars 2003

Deloitte & Touche LLP
P.O. Box 2087
5161 George Street, Suite 800
Halifax, Nova Scotia B3J 3B7

Tel : (902) 422-8541
Fax : (902) 423-5820

Deloitte & Touche

RAPPORT DES VÉRIFICATEURS

Aux membres de
l'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers

Nous avons vérifié le bilan de l'**Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers** au 31 mars 2003 et les états des produits et des charges et des flux de trésorerie de l'exercice terminé à cette date. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de l'Office. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur notre vérification.

Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de l'Office au 31 mars 2003 ainsi que des résultats de son fonctionnement et de ses flux de trésorerie pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.

Deloitte & Touche LLP

Le 26 avril 2003

Comptables agréés

Deloitte
Touche
Tohmatsu

Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers

Bilan

au 31 mars 2003

	2003	2002
ACTIF		
À court terme		
Encaisse (note 2)	**750 112 $**	1 248 432 $
Débiteurs (note 3)	**682 377**	96 330
Charges payées d'avance	**9 381**	50 315
	1 441 870	1 395 077
Immobilisations (notes 2 et 4)	**557 896**	565 089
	1 999 766 $	1 960 166 $
PASSIF		
À court terme		
Créditeurs et charges à payer	**431 320 $**	186 822 $
Sommes à payer aux gouvernements (note 5)	**632 270**	809 286
Produits comptabilisés d'avance (notes 2 et 6)	**378 280**	398 969
	1 441 870	1 395 077
Subventions en capital reportées (note 2)	**557 896**	565 089
	1 999 766 $	1 960 166 $

Éventualités (note 10)

Au nom du conseil

..... membre

..... membre

Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers

État des produits et des charges

de l'exercice terminé le 31 mars 2003

	2003	2002
Produits		
Subventions - Fonctionnement		
Gouvernement du Canada	**2 375 000 $**	2 000 000 $
Gouvernement de la Nouvelle-Écosse	**2 375 000**	2 000 000
Subventions – Commission d'examen public		
Gouvernement du Canada	**-**	175 000
Gouvernement de la Nouvelle-Écosse	**-**	175 000
	4 750 000	4 350 000
Projet d'énergie extracôtier de Sable – recouvrement des coûts	**577 720**	900 000
Projet Deep Panuke – recouvrement des coûts	**962 800**	83 300
Recouvrements liés à l'industrie	**834 481**	1 016 998
Vente des publications et des cartes de l'Office	**2 505**	5 925
Frais d'inspection	**41 750**	48 700
Intérêts	**21 162**	41 537
Gain à la vente d'immobilisations	**1 553**	2 567
Amortissement des subventions en capital reportées	**227 755**	203 075
	7 419 726	6 652 102
Moins :		
Recouvrement des coûts remboursés aux gouvernements	**(2 375 000)**	(2 000 298)
Excédent de la subvention de la Commission d'examen public remboursé au gouvernement	**-**	(8 987)
Subventions en capital reportées	**(220 562)**	(155 821)
Produits comptabilisés d'avance	**(378 280)**	(398 969)
Produits nets	**4 445 884**	4 088 027
Charges		
Personnel, consultation et membres du conseil	**2 880 537**	2 563 587
Frais généraux et frais de soutien	**858 920**	659 095
Frais d'occupation des locaux et des laboratoires	**360 441**	337 558
Amortissement du matériel	**227 755**	203 075
Commission d'examen public du Cap-Breton	**-**	324 712
Éventualités juridiques, gestion des données et Diving Certification Board	**118 231**	-
	4 445 884	4 088 027
Excédent des produits sur les charges	**- $**	- $

Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers

État des flux de trésorerie

de l'exercice terminé le 31 mars 2003

	2003	2002
Flux de trésorerie liés aux activités suivantes :		
Fonctionnement		
Éléments sans incidence sur l'encaisse		
Amortissement des subventions en capital reportées	**(227 755) $**	(203 075) $
Amortissement du matériel	**227 755**	203 075
Gain à la vente d'immobilisations	**(1 553)**	(2 567)
	(1 553)	(2 567)
Variation des éléments hors caisse du fonds de roulement	**(498 320)**	(817 098)
	(499 873)	(819 665)
Investissement		
Acquisition d'immobilisations	**(220 562)**	(155 821)
Report des subventions en capital	**220 562**	155 821
Produit tiré de la vente d'immobilisations	**1 553**	2 567
	1 553	2 567
Sorties nettes	**(498 320)**	(817 098)
Situation de trésorerie au début	**1 248 432**	2 065 530
Situation de trésorerie à la fin	**750 112 $**	1 248 432 $

Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers

Notes complémentaires

de l'exercice terminé le 31 mars 2003

1. BUT DE L'ORGANISME

L'Office Canada-Nouvelle-Écosse des hydrocarbures extracôtiers a été créé afin de veiller à l'application des dispositions de la *Loi de mise en œuvre de l'Accord Canada-Nouvelle-Écosse sur les hydrocarbures extracôtiers*, promulguée par le Parlement du Canada et l'Assemblée législative de la Nouvelle-Écosse. L'Office est subventionné par des contributions égales des gouvernements fédéral et provincial. L'Office perçoit et remet aux gouvernements les charges de recouvrement des coûts évaluées par rapport à celles de l'industrie selon des examens des organismes de réglementation, jusqu'à concurrence de 50 % du budget approuvé de l'Office. L'Office est un organisme sans but lucratif et, par conséquent, il n'est pas assujetti aux impôts sur les bénéfices.

2. CONVENTIONS COMPTABLES

Les états financiers ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus du Canada et tiennent compte des principales conventions comptables suivantes :

a) Immobilisations

Les immobilisations sont comptabilisées au coût, moins l'amortissement cumulé. L'amortissement est comptabilisé en utilisant la méthode de l'amortissement linéaire sur une période de quatre ans pour le mobilier et les agencements et sur une période de trois ans pour le matériel informatique. Les améliorations locatives sont amorties sur la durée restante du bail.

b) Produits comptabilisés d'avance

Le montant des subventions de fonctionnement reçues des gouvernements qui excède les charges engagées par l'Office, déduction faite des autres produits, est crédité aux produits comptabilisés d'avance.

c) Subventions en capital reportées

Les subventions pour les dépenses en immobilisations annuelles reçues des gouvernements fédéral et provincial sont reportées et constatées dans les produits sur une base conforme à l'amortissement du matériel.

d) Encaisse

L'encaisse est constituée des liquidités ainsi que des montants en dépôt auprès d'une institution financière.

e) Estimations de la direction

La préparation des états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus du Canada exige que la direction procède à des estimations et élabore des hypothèses ayant une incidence sur le montant présenté de l'actif et du passif et sur la divulgation des passifs éventuels à la date des états financiers, ainsi que sur le montant présenté des produits et des charges pour la même période. Les résultats réels peuvent différer de ceux qui sont présentés.

3. DÉBITEURS

	2003	2002
Taxe de vente harmonisée	- $	18 293 $
Débiteurs de l'industrie	525 985	43 197
Projet Deep Panuke	82 317	-
Autres	74 075	34 840
	682 377 $	96 330 $

4. IMMOBILISATIONS

	Coût	Amortissement cumulé	Valeur comptable nette 2003	2002
Mobilier et agencements	384 626 $	234 977 $	**149 649 $**	148 280 $
Matériel informatique	534 434	394 344	**140 090**	177 886
Améliorations locatives	359 308	91 151	**268 157**	238 923
	1 278 368 $	720 472 $	**557 896 $**	565 089 $

5. SOMMES À PAYER AUX GOUVERNEMENTS

	2003	2002
Gouvernement fédéral – fonds de recouvrement des coûts	**322 135 $**	400 149 $
Gouvernement provincial – fonds de recouvrement des coûts	**310 135**	400 149
Gouvernement fédéral – fonds de la Commission d'examen public	**-**	4 494
Gouvernement provincial – fonds de la Commission d'examen public	**-**	4 494
	632 270 $	809 286 $

6. PRODUITS COMPTABILISÉS D'AVANCE

	2003	2002
Gouvernement fédéral	**189 140 $**	199 484 $
Gouvernement provincial	**189 140**	199 485
	378 280 $	398 969 $

7. ENGAGEMENTS

L'Office loue des locaux pour ses bureaux en vertu d'un contrat de location-exploitation qui arrive à terme en avril 2008. Le loyer annuel est d'environ 114 000 $ pour ces locaux.

De plus, l'Office loue des locaux d'entreposage centraux en vertu d'un contrat de location-exploitation qui arrive à terme en mars 2008. Le loyer annuel est de 42 000 $ approximativement.

8. RÉGIME DE RETRAITE

L'Office verse des cotisations à un régime de retraite administré par la province de la Nouvelle-Écosse. L'Office verse un montant égal à celui versé par les employés, calculé de la façon suivante : 5,4 % de la portion du salaire qui est équivalente ou inférieure au maximum des gains annuels ouvrant droit à pension en vertu du Régime de pensions du Canada et 7 % de la portion excédant le maximum des gains annuels ouvrant droit à pension. L'Office a constaté des cotisations totalisant 140 604 $ en 2003 (115 549 $ en 2002).

9. INSTRUMENTS FINANCIERS

Juste valeur

La valeur comptable des instruments financiers correspond approximativement à leur juste valeur étant donné qu'il s'agit d'instruments à court terme.

10. ÉVENTUALITÉS

Le 25 avril 2003, la réponse du conseil d'administration à une requête formulée par un tiers, qui contestait son refus de présenter certaines informations exigées en vertu de la *Loi sur l'accès à l'information*, a été rejetée par la cour fédérale. Aucune ordonnance n'a encore été émise quant aux coûts, mais le conseil d'administration devra assumer un montant non déterminé des coûts du tiers.